

# Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Chuc (Modificación Sustantiva)

OCTUBRE 2013

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN .....</b>	<b>4</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....</b>	<b>8</b>
A) UBICACIÓN.....	8
B) OBJETIVO.....	9
C) ALCANCE .....	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN .....	14
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	16
<b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>19</b>
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	19
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL.....	19
C) DICTAMEN DEL PROYECTO.....	23
<b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN .....</b>	<b>25</b>
A) RESERVAS.....	25
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS.....	37
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS.....	40
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS .....	44
i. <i>Análisis del proyecto</i> .....	44
ii. <i>Análisis por yacimiento</i> .....	45
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO .....	53
i. <i>Aspectos Estratégicos</i> .....	53
ii. <i>Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería</i> .....	56
iii. <i>Aspectos Económicos</i> .....	67
iv. <i>Aspectos Ambientales</i> .....	70
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS.....	80
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL .....	90
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>94</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>100</b>
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA .....	101
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>102</b>
<b>X. OPINIÓN A SENER .....</b>	<b>108</b>

## I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado con el proyecto de explotación Chuc, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado una modificación sustantiva.

El proyecto de explotación Chuc, desarrollado por el Activo de Producción Abkatún - Pol - Chuc, fue integrado con el proyecto de explotación Caan, con el objetivo de fortalecer y mejorar el desempeño de las actividades de desarrollo del Activo, de tal manera, que le permita optimizar el uso eficiente de los recursos humanos, materiales y financieros, acorde a la nueva visión estratégica de la organización. Razón por la cual se originó una modificación sustantiva.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Petróleos Mexicanos, a través de PEMEX - Exploración y Producción - referidos ambos organismos descentralizados de forma conjunta e indistinta como PEMEX o PEP - así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. A continuación se presenta la relación de la información utilizada del proyecto:

1. Oficio SPE-GEEC-150-2013, recibido en esta Comisión el 3 de julio de 2013, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite información relacionada con el proyecto, para efectos de su dictamen, con fundamento en el artículo 4, fracción VI de la Ley de la Comisión y en términos del artículo 28 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 técnicos).
2. Oficio SPE-GEEC-151-2013, recibido en esta Comisión el 2 de julio de 2013, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite la información relacionada al proyecto a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), solicitando que se determine si éste es “proyecto principal de exploración y explotación” y en su caso, su aprobación.
3. Oficio 512.DGAAH.102-13, recibido en esta Comisión el 4 de julio de 2013, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER) envía información relacionada al proyecto, misma que coincide con la anteriormente remitida por PEP.
4. Oficio D00.-SE.-306/2013, de fecha de 8 de julio de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada: archivos modificables,

anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos DSD's.

5. Oficio SPE-466-2013, recibido en esta Comisión el 15 de agosto de 2013, por el que la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP envía información actualizada del proyecto de explotación Chuc.
6. Oficio D00.-SE.-445/2013, de fecha de 12 de septiembre de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP aclaraciones respecto al alcance técnico de la información de seguridad industrial del proyecto de explotación de Chuc.
7. Oficio D00.-SE.-466/2013, de fecha de 26 de septiembre de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP precisiones técnicas adicionales del proyecto de explotación Chuc.
8. Oficio GEEC-235-2013, recibido en esta Comisión el 30 de septiembre de 2013, por el que la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP atiende las observaciones sobre seguridad industrial del proyecto de explotación Chuc.
9. Oficio GEEC-241-2013, recibido en esta Comisión el 4 de octubre de 2013, por el que la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP envía información respecto a las precisiones técnicas adicionales del proyecto de explotación Chuc.

### III. Mandato de la CNH

Disposiciones legales 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; Resolución CNH.06.002/09, artículos 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 y 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.*

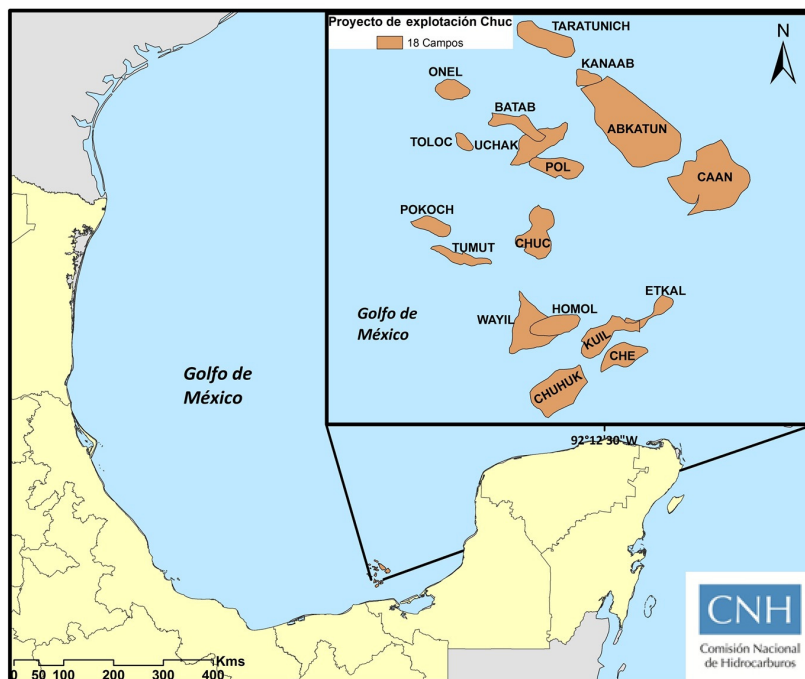
## IV. Elementos generales del proyecto

De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, mediante oficios SPE-GEEC-150-2013 y GEEC-241-2013, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Chuc. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones de lo observado en la documentación presentada por PEMEX respecto de este proyecto. En el capítulo IX se señala lo que la Comisión consideró para la emisión del dictamen.

### a) Ubicación

El proyecto de explotación Chuc se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, a 132 km al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en el Municipio de Paraíso Tabasco y a 79 km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche; en tirantes de agua entre 19 y 75 m; con una extensión de 766 km<sup>2</sup>. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto y sus campos: Chuc, Caan, Homol, Abkatún, Taratunich, Pol, Kanaab, Batab, Tumut, Kuil, Onel, Chuhuk, Pokoch, Wayil, Uchak, Toloc, Ché y Etkal.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Chuc y sus campos.



Fuente: CNH con datos de PEP



## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Chuc tiene como objetivo recuperar las reservas remanentes 2P de 654 millones de barriles de aceite y 1,223 miles de millones de pies cúbicos de gas, correspondientes a 885 mmbpce, en el periodo 2013-2038, con una inversión de 137,193 millones de pesos.

## ***c) Alcance***

El proyecto de explotación Chuc contempla la perforación de 54 pozos, y realizar 38 reparaciones mayores así como la implementación de procesos de recuperación mejorada por la inyección de gas natural en los campos Abkatún y Chuc; también contempla el desarrollo de ocho campos nuevos: Kuil, Onel, Chuhuk, Pokoch, Etkal, Toloc, Uchak y Wayil y ampliación de la red de bombeo neumático en los campos Abkatún, Kuil y Toloc.

A continuación se describen las 3 alternativas que PEMEX analizó y evaluó para el desarrollo del proyecto, así como el proyecto optimizado actual (alternativa 0) que se desarrolla actualmente.

***Alternativa 0 (proyecto optimizado):*** *Contempla la perforación y terminación de 17 pozos de desarrollo, 7 reparaciones mayores, la construcción e instalación de 2 estructuras marinas y la construcción de 19.7 km de ductos.*

***Alternativa 1:*** *Construcción de estructuras para perforación y recuperación de pozos de tipo octápodo y estructuras aligeradas, considerando el desarrollo y la explotación de los campos: Homol, Tumut, Kuil, Onel, Chuhuk, Pokoch, Wayil y Etkal, así como el desarrollo adicional de los campos Abkatún, Taratunich, Kanaab, Chuc, Pol y Batab. Los pozos a perforar son del tipo vertical y desviado. Con respecto al campo Kuil, las plataformas Kuil-A y Kuil-B consideran la perforación simultánea de pozos con dos equipos de perforación y en la plataforma Kuil-C planea un desarrollo tradicional. También se contempla un proceso de recuperación mejorada en los campos Abkatún y Chuc, ambos por inyección de gas natural.*

*Considera la perforación y terminación de 54 pozos de producción, conversión de 5 pozos inyectoros, la recuperación de 4 pozos exploratorios, 38 reparaciones mayores y 2 conversiones a BN. Construcción e instalación de 11 estructuras marinas, 21 ductos con una longitud total de 136 km, 3 endulzadoras y 6 compresores.*

**Alternativa 2:** *Utiliza una estructura ligera marina (ELM) en lugar del octápodo Abkatún-K. Se considera desarrollo adicional en el campo Ché y Etkal, se cancela la construcción del gasoducto de BN en el campo Toloc, considerando la extracción de sus reservas mediante la energía propia del yacimiento. Para el proceso de recuperación mejorada en el campo Abkatún se considera como fluido de inyección el nitrógeno.*

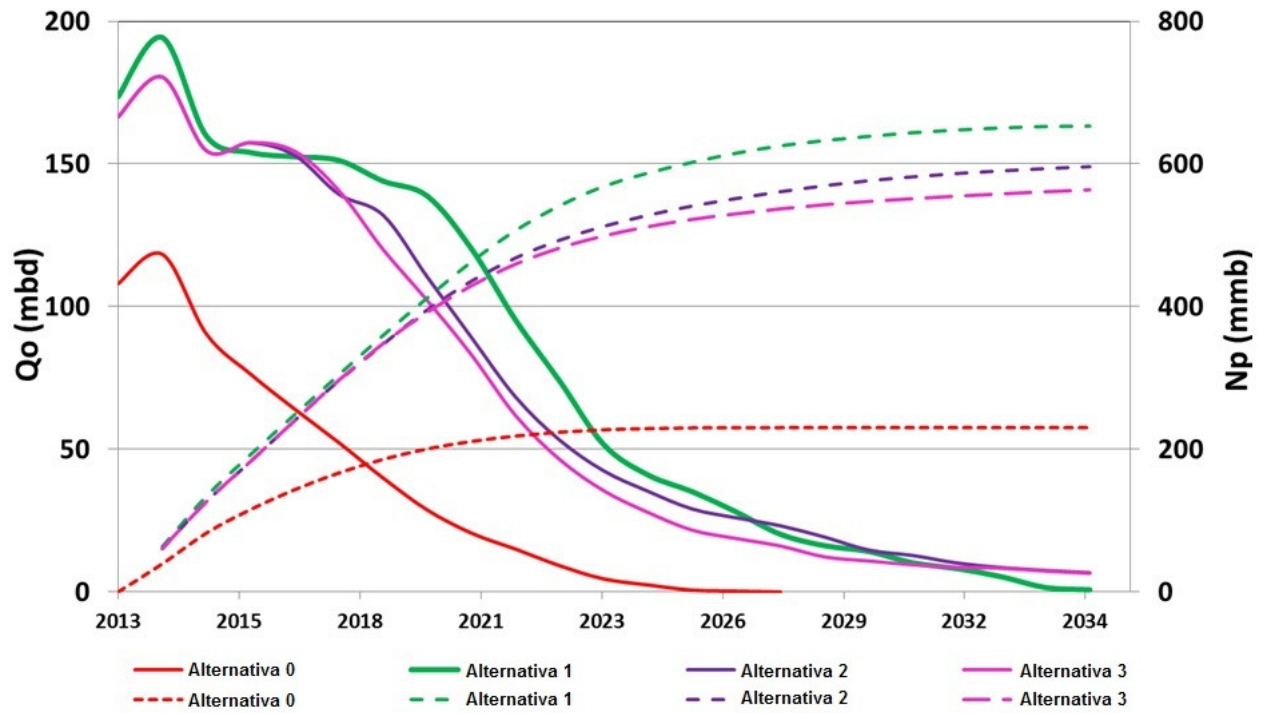
*Considera perforar 56 pozos, conversión de 7 pozos inyectoros, la recuperación de 5 pozos exploratorios, 24 reparaciones mayores y 12 conversiones a BN. La construcción e instalación de 9 estructuras marinas, 23 ductos con longitud total de 127 km, 3 endulzadoras y 2 compresores.*

**Alternativa 3:** *Propone igualmente algunas variantes con respecto a la alternativa 1: Utiliza un tetrápodo reforzado en lugar de octápodo en el campo Onel, mayor número de pozos en el desarrollo adicional del campo Taratunich. Se considera desarrollo adicional en el campo Ché y Etkal, se cancela la construcción del gasoducto de BN en el campo Toloc, considera la extracción de las reservas mediante energía propia del yacimiento. Para el proceso de recuperación adicional en el campo Abkatún se considera como fluido de inyección agua de mar.*

*Considera perforar 60 pozos, conversión de 6 pozos inyectoros, la recuperación de 5 pozos exploratorios, 19 reparaciones mayores y 12 conversiones a bombeo neumático. La construcción e instalación de 11 estructuras marinas, 23 ductos con una longitud total de 127 km, 3 endulzadoras y 2 compresores.*

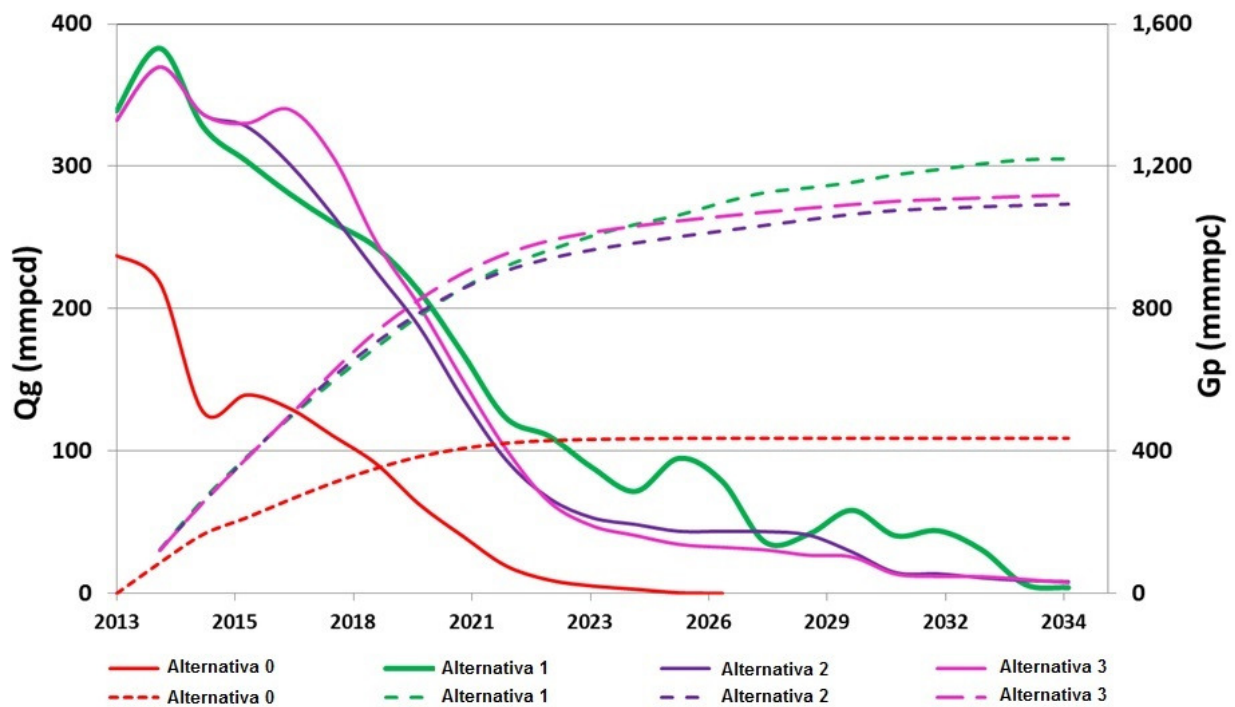
Las Figuras 2 y 3 muestran los perfiles de producción por día y acumulada, esperados para cada una de las alternativas presentadas por PEMEX.

Figura 2. Pronósticos de producción de aceite de las alternativas de explotación del proyecto.



Fuente: PEP

Figura 3. Pronósticos de producción de gas de alternativas de explotación del proyecto.



Fuente: PEP

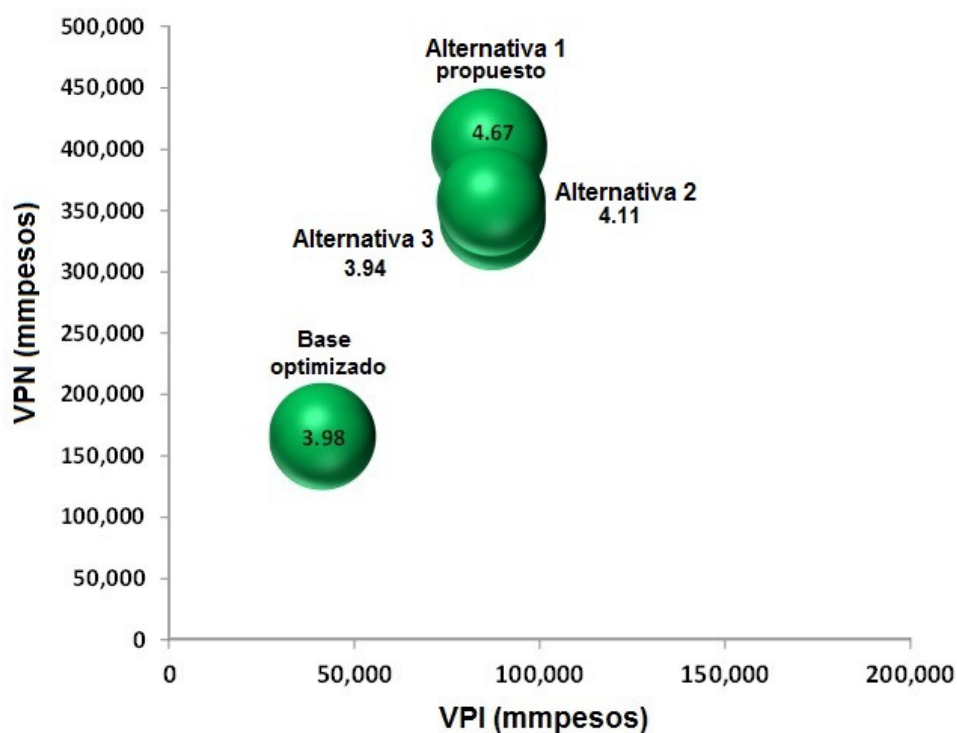
La Tabla 1 y la Figura 4 presentan los indicadores económicos de las alternativas de explotación antes de impuestos en el horizonte de análisis, evaluados al año 2013 con una tasa de descuento del 12% anual.

Tabla 1. Indicadores económicos de las alternativas evaluadas, antes de impuestos.

Alternativa	VPN	VPI	VPN/VPI
0	165,925	41,649	3.98
1	402,186	86,044	4.67
2	344,849	87,527	3.94
3	357,443	86,872	4.11

Fuente: PEP

Figura 4. Frontera de eficiencia de las alternativas analizadas.



Fuente: PEP

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 1 debido a que ofrece la mayor rentabilidad, con un VPN de 402,186 millones de pesos y una relación VPN/VPI de 4.67.

En la Tabla 2 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1, la seleccionada.

Tabla 2. Perfil de producción de la alternativa seleccionada.

Año	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
2013	173.6	339.1
2014	194.3	383.0
2015	159.8	327.7
2016	154.0	303.8
2017	152.5	280.7
2018	151.2	260.6
2019	144.0	243.2
2020	138.8	212.1
2021	120.3	168.5
2022	95.2	123.4
2023	73.9	110.5
2024	51.6	88.4
2025	41.0	71.8
2026	35.1	95.0
2027	28.0	78.7
2028	20.2	36.0
2029	16.2	41.7
2030	14.2	58.5
2031	10.2	40.6
2032	8.2	44.1
2033	5.4	30.7
2034	1.6	6.4
2035	0.8	4.1
2036	0.6	3.3
2037	0.8	4.1
2038	0.7	3.3
Total	654 (mmb)	1,223 (mmpc)

Fuente: PEP

#### *d) Inversiones y gasto de operación*

La inversión para el horizonte 2013-2038 en el proyecto es de 137,193 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 33,248 millones de pesos, como se describe en la Tabla 3.

Tabla 3. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión	Gastos de operación
2013	15,930	2,969
2014	19,133	3,530
2015	14,600	2,832
2016	15,916	2,709
2017	15,953	2,739
2018	9,003	2,600
2019	5,681	2,140
2020	6,593	2,024
2021	5,673	1,737
2022	4,516	1,354
2023	3,829	1,086
2024	3,145	778
2025	3,196	624
2026	3,085	655
2027	2,194	534
2028	1,451	339
2029	571	294
2030	550	287
2031	836	204
2032	283	196
2033	33	128
2034	476	1,057
2035	476	841
2036	924	701
2037	287	548
2038	2,860	342
Total	137,193	33,248

Fuente: PEP

### e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación.

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Chuc.

Tabla 4. Volumen original 2P y factores de recuperación totales de aceite y gas.

Campos	Volumen original 2P		1P		2P		3P	
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Fro (%)	Frg (%)	Fro (%)	Frg (%)	Fro (%)	Frg (%)
Abkatún	5,446	3,885	41	47	41	48	41	48
Batab	282	176	19	30	19	30	19	30
Caan	1,564	2,493	57	73	57	73	57	73
Ché	17	191	20	60	22	65	23	70
Chuc	2,071	2,081	45	50	46	51	45	51
Chuhuk	88	107	30	40	30	40	30	40
Etkal	19	177	8	50	10	60	10	60
Homol	238	589	60	60	36	34	36	32
Kanaab	93	49	35	59	39	65	39	59
Kuil	374	358	25	25	25	25	25	25
Onel	254	242	21	21	27	24	27	24
Pokoch	122	174	-	-	-	-	-	-
Pol	2,253	2,445	42	36	42	36	42	36
Taratunich	1,014	1,059	27	38	28	39	28	39
Toloc	58	66	-	-	-	-	-	-
Tumut	90	99	25	26	30	30	22	22
Uchak	0	31	-	-	-	-	-	-
Wayil	43	138	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>14,026</b>	<b>14,360</b>						

Fuente: PEP

Los valores de los factores de recuperación presentados en la tabla anterior fueron calculados por PEMEX basándose en la relación directa entre la reserva remanente y el volumen original por categoría considerando la producción acumulada. Es decir,

- $Fr\ 1P = (Reserva\ Remanente\ 1P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (1P)$
- $Fr\ 2P = (Reserva\ Remanente\ 2P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (2P)$

- $Fr\ 3P = (Reserva\ Remanente\ 3P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$

Al respecto, la Comisión recomienda que el factor de recuperación haga referencia solamente al volumen original total (3P) y a las reservas remanentes para cada una de las categorías considerando también la producción acumulada.

- $Fr\ 1P = (Reserva\ Remanente\ 1P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$
- $Fr\ 2P = (Reserva\ Remanente\ 2P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$
- $Fr\ 3P = (Reserva\ Remanente\ 3P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$

Lo anterior, se sustenta en la premisa de que el volumen original lo define la estructura total del yacimiento obtenido de un modelo estático y la reserva es el resultado del plan de explotación que se tenga de ese yacimiento definido en cada una de las categorías de reservas.

### *f) Indicadores económicos*

Para el proyecto se usó un precio promedio de 90.29 dólares por barril para el aceite y 6.44 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento, el tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar y 2013 como año base. Asimismo, se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente en el cálculo de impuestos.

En el horizonte 2013-2038, el proyecto de explotación Chuc requiere una inversión de 137,193 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 854,694 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 33,248 millones de pesos.

La Tabla 5 muestra las estimaciones de ingresos y flujo de efectivo.



Tabla 5. Estimación de ingresos y flujo de efectivo (mmpesos)

Año	Ingresos de aceite	Ingresos de gas	Ingresos total	Flujo de efectivo a.i.
2013	73,240	10,086	83,326	64,427
2014	82,274	11,319	93,593	70,929
2015	67,704	9,794	77,498	60,066
2016	65,343	9,126	74,469	55,843
2017	64,424	8,435	72,859	54,167
2018	63,807	7,884	71,691	60,088
2019	60,689	7,374	68,063	60,242
2020	58,572	6,401	64,973	56,356
2021	50,602	5,081	55,683	48,274
2022	40,028	3,725	43,753	37,883
2023	30,978	3,306	34,284	29,369
2024	21,625	2,652	24,277	20,354
2025	17,129	2,168	19,297	15,476
2026	14,631	2,843	17,474	13,734
2027	11,651	2,330	13,981	11,254
2028	8,357	1,060	9,417	7,628
2029	6,641	1,220	7,861	6,996
2030	5,789	1,709	7,498	6,662
2031	4,166	1,181	5,347	4,307
2032	3,356	1,286	4,642	4,163
2033	2,181	891	3,072	2,911
2034	644	185	829	-704
2035	323	120	443	-874
2036	268	96	364	-1,261
2037	0	0	0	-835
2038	0	0	0	-3,202
Total	754,422	100,272	854,694	684,252

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto antes y después de impuestos, para la alternativa de desarrollo seleccionada, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores Económicos.

<b>Indicadores económicos</b>		<b>Antes de impuestos</b>	<b>Después de impuestos</b>	<b>Unidades</b>
Valor Presente Neto	VPN	402,186	57,882	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	86,044	86,044	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	4.67	0.67	peso/pesos

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 402,186 millones de pesos y de 57,882 millones de pesos después de impuestos.

## 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:

### *a) 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” de este dictamen se encuentra la relación de oficios e información recibida para la elaboración del mismo.

### *b) Suficiencia documental.*

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

<u>Aspectos de explotación</u>	Suficiente	Observaciones
<b>I. Resumen Ejecutivo</b>		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	Sí	
<b>II. Objetivos y alcance de la etapa de definición</b>		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	Sí	
<b>III. Introducción</b>		
Introducción:	Sí	Se presenta en el Anexo I.
<b>IV. Motivo y justificación del proyecto</b>		
Motivo y justificación del proyecto:	Sí	
<b>V. Efectos de no realizarse el proyecto</b>		
Efectos de no realizarse el proyecto:	Sí	Se presenta en la sección XVIII.
<b>VI. Objetivo y alcance del proyecto</b>		

Objetivo y alcance del proyecto:	Sí	
<b>VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos</b>		
Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos:	Sí	Se presenta en la sección IX.
<b>VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural</b>		
Orígenes, destinos y utilización del gas natural:	Sí	
<b>IX. Modelo geológico</b>		
Modelo geológico:	Sí	
<b>X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción</b>		
Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción:	Sí	Se presenta en la sección XI.
<b>XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)</b>		
a. Comportamiento de los yacimientos:	Sí	Se presenta en la sección VII.
b. Comportamiento de pozos:	Sí	Se presenta en la sección VII.
<b>XII. Productividad de Pozos</b>		
a. Análisis de pozos:	Sí*	
b. Monitoreo de pozos:	Sí*	
<b>XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar</b>		
a. Aspectos técnicos:	Sí	Se presenta en la sección IV.
b. Justificación del mejor escenario integral de explotación:	Sí	Se presenta en la sección IV.
c. Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación:	Sí	Se presenta en la sección IV.
<b>XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación</b>		
Estrategia de administración del proyecto de explotación:	Sí	Se presenta en la sección XV.
<b>XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II</b>		
<b>a. Plan integral de explotación</b>		
1. Estrategia de explotación:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
2. Desarrollo inicial:	Sí*	
3. Plataforma de producción:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
4. Declinación:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
5. Abandono:	Sí*	
6. Monitoreo de explotación del yacimiento:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
7. Tecnología a utilizar:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>b. Ingeniería básica y de detalle de pozos</b>		
1. Programa direccional:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
2. Programa de fluidos:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
3. Programa tuberías de revestimiento y producción:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
4. Selección de cabezales y árboles:	Sí	Se presenta en la sección XIV.

5. Programa de toma de información:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
6. Diseño de la terminación:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
8. Tiempos de perforación y terminación:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
9. Costos de perforación y terminación:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>c. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos</b>		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>d. Ingeniería básica de instalaciones</b>		
1. Redes de recolección, distribución, inyección y transporte:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
2. Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
3. Plantas auxiliares:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
4. Tratamiento y acondicionamiento de agua:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
5. Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
6. Estimados de costos:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
8. Automatización integral subsuelo superficie:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura</b>		
Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie</b>		
Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>g. Plan de mitigación de riesgos</b>		
Plan de mitigación de riesgos:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono</b>		
Plan de desincorporación de activos y/o abandono:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>i. Planes detallados para la administración</b>		
Planes detallados para la administración:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>j. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad</b>		
El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>k. Costos de inversión, operación y mantenimiento</b>		
Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>l. Programa de erogaciones</b>		

Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
Programa de erogaciones:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>m. Derechos</b>		
Derechos:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>n. Guías para el control del proyecto</b>		
Guías para el control del proyecto:	Sí	Se presenta en la sección XIV.
<b>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación</b>		
a. Estructura de precios:	Sí	Se presenta en la sección XVI.
b. Consideraciones y premisas:	Sí	Se presenta en la sección XVI.
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	Se presenta en la sección XVI.
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	Se presenta en la sección XVI.
e. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí*	
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	Sí	Se presenta en la sección XVI.
<b>XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental</b>		
a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas:	Sí	
b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica	Sí	Se presenta en el Anexo I.
c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:	Sí	Se presenta en el Anexo I.
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	Sí	
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:	Sí*	
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) :	Sí	Se presenta en el Anexo I.
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	

<b>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</b>		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	Se presenta en la sección XX.
<b>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's)</b>		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's):	Sí*	
<b>XX. Administración del conocimiento</b>		
a. Lecciones aprendidas:	No	No queda claro el desarrollo de las ideas.
b. Mejores prácticas:	Sí	
c. Plan de brechas de competencias:	Sí*	

\* Información adicional recibida en el oficio SPE-466/2013, recibido el 15 de agosto de 2013.

Nota: La información proporcionada se consideró suficiente para dar inicio al proceso de dictamen.

Fuente: CNH con datos de PEP.

### *c) Dictamen del proyecto*

La Figura 5 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

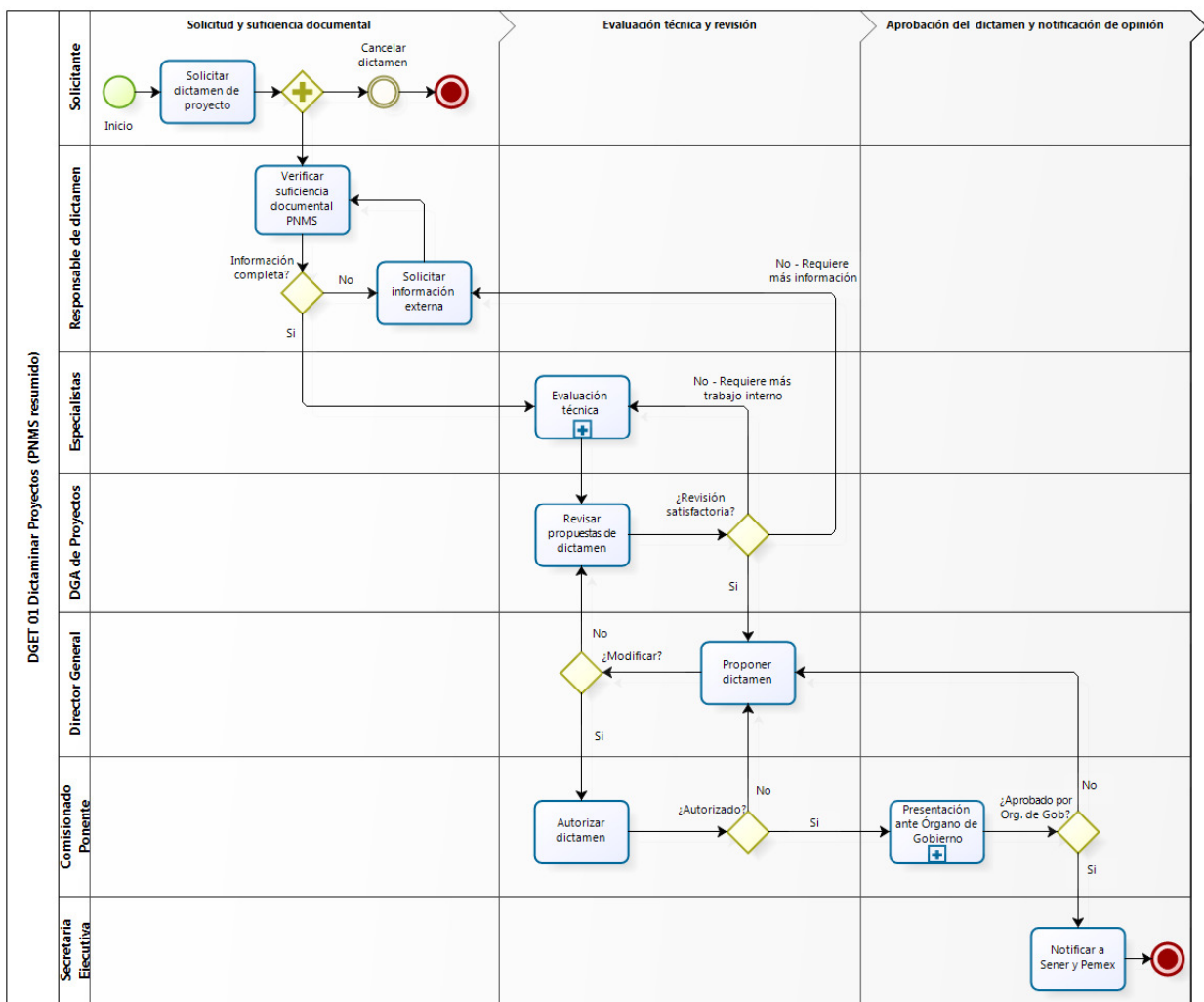
Este proceso inicia con la solicitud de dictamen del proyecto por parte de PEP.

Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros técnicos y económicos del proyecto.

Si en la actividad anterior se detecta el incumplimiento de los Lineamientos 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 diversas áreas del proyecto: administración de proyectos, ambiental, economía, geociencias, geofísica, geología, perforación, yacimientos, reservas, mapas, medición, petrofísica, planeación, producción y seguridad industrial, con la finalidad de aportar las evaluaciones correspondientes para obtener una 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 aprueba el dictamen se remite a PEMEX, en los términos de la normativa aplicable. Asimismo, se remite copia del mismo a la Secretaría de Energía, para que pueda ser tomado en consideración en sus procesos de aprobación de proyectos; otorgamiento, modificación y cancelación de asignaciones, así como otorgamiento de permisos.

Figura 5. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Fuente: CNH



## VI. Elementos del proyecto observados por la Comisión

De acuerdo al artículo 49 de los Lineamientos técnicos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos por lo menos los relacionados con reservas, tecnologías, ritmo de extracción, factores de recuperación, evaluación técnica del proyecto, condiciones de seguridad industrial y protección ambiental; por lo que a continuación se señalan los resultados del análisis de cada uno de ellos.

### a) Reservas

A continuación se presentan los comentarios de la CNH correspondientes a las reservas de hidrocarburos del proyecto de explotación Chuc.

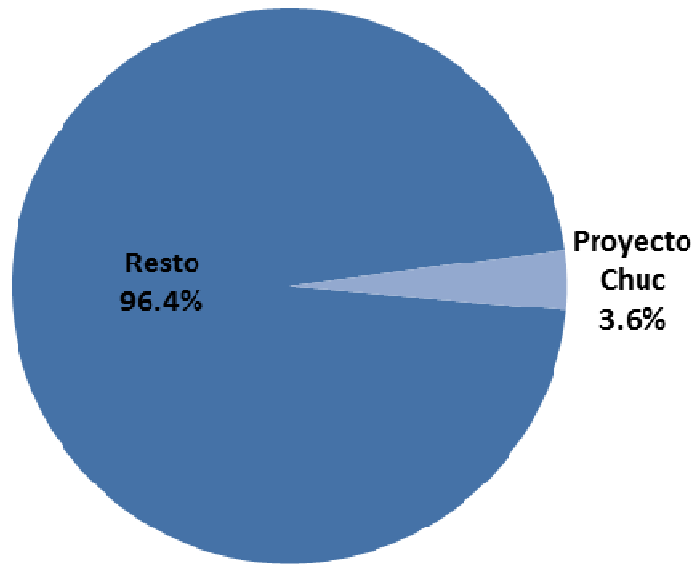
- i. Las reservas 2P de aceite para el proyecto Chuc representan el 3.6% de las reservas totales de aceite a nivel nacional y las reservas 2P de gas para el proyecto, representan el 3.7% de las reservas totales de gas a nivel nacional. Para el escenario de explotación propuesto del proyecto Chuc, el volumen a recuperar de aceite representa el 3.5% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional y el volumen a recuperar de gas representan el 3.5% de las reservas totales 2P de gas a nivel nacional, lo cual se presenta en la Tabla 7 y en las Figuras 6 a 9.

Tabla 7. Comparativo de la participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Chuc en las reservas del país.

<b>Participación Nacional</b>	<b>Aceite</b>	<b>Gas</b>	<b>Vol. Aceite (mmb)</b>	<b>Vol. Gas (mmpc)</b>
Reservas Proyecto	3.6%	3.7%	670.1	1,278.1
Alternativa Propuesta	3.5%	3.5%	654.0	1,223.0

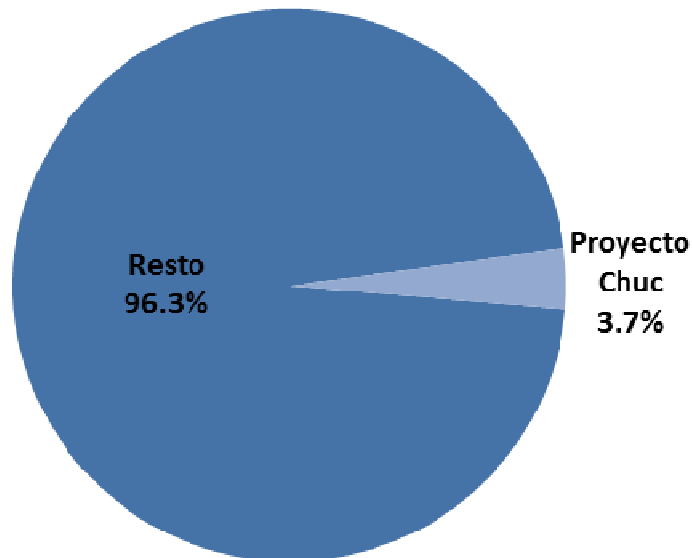
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 6. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Chuc en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



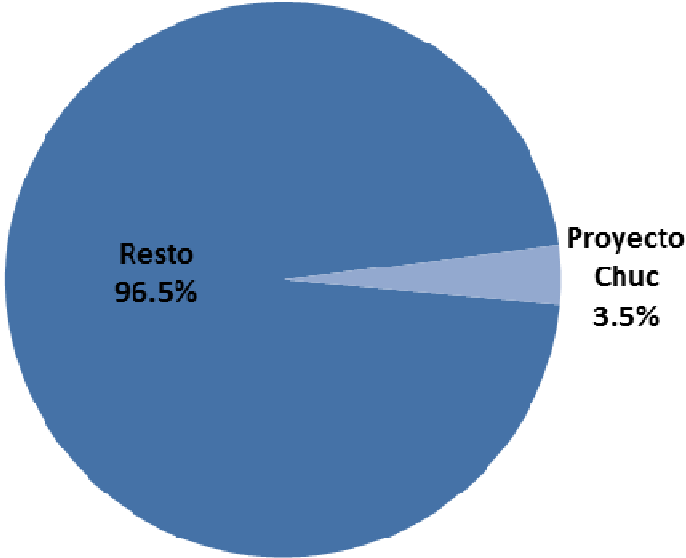
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 7. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Chuc en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



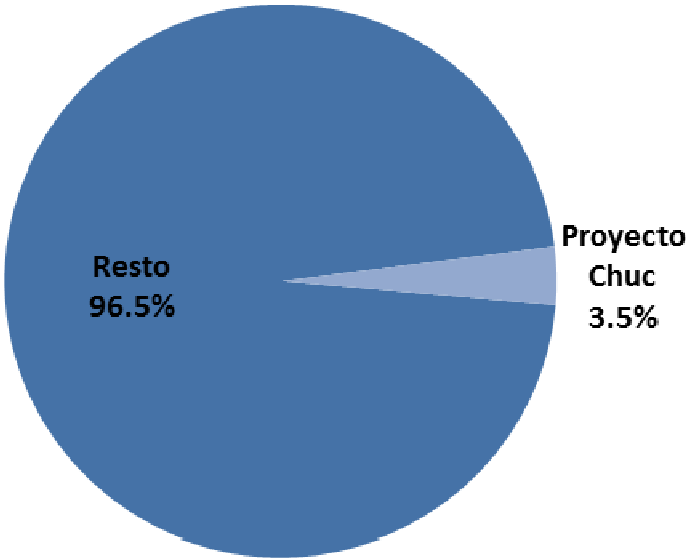
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 8. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Chuc (2013-2038) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 9. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Chuc (2013-2038) en las reservas de la nación.

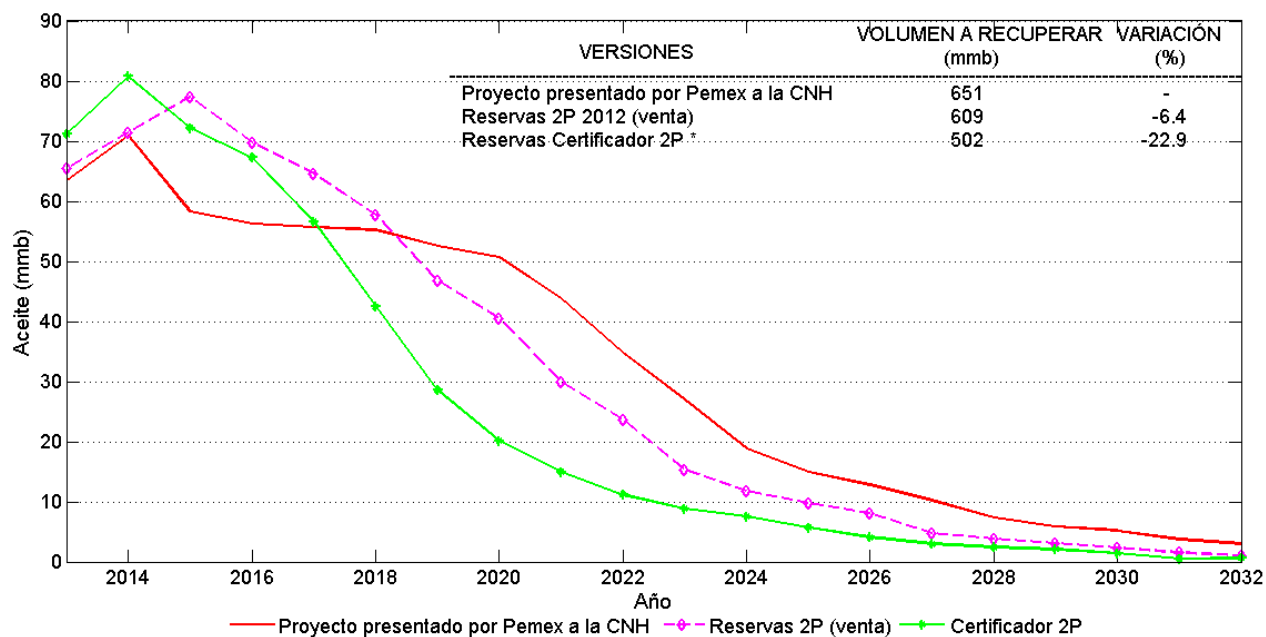


Fuente: CNH con datos de PEP

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto (al 1 de enero de 2012) de aceite y gas, son muy similares a la participación de los volúmenes a recuperar del escenario propuesto, sin embargo existen algunas diferencias con respecto a los volúmenes de aceite y gas a recuperar, las cuales se deben principalmente a los horizontes de evaluación y estimación entre los procesos de documentación de las reservas y la documentación del proyecto de inversión. Por lo que la Comisión recomienda ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para tener mayor consistencia entre los planes de explotación que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

- ii. Debido a que los horizontes presentados en el documento del proyecto de PEMEX son diferentes a los de reservas, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de aceite y gas, se normalizaron los datos para el periodo 2013-2032. Así mismo se presentan las diferencias con respecto al proyecto presentado a la Comisión en aceite (Figura 10) y gas (Figura 11).

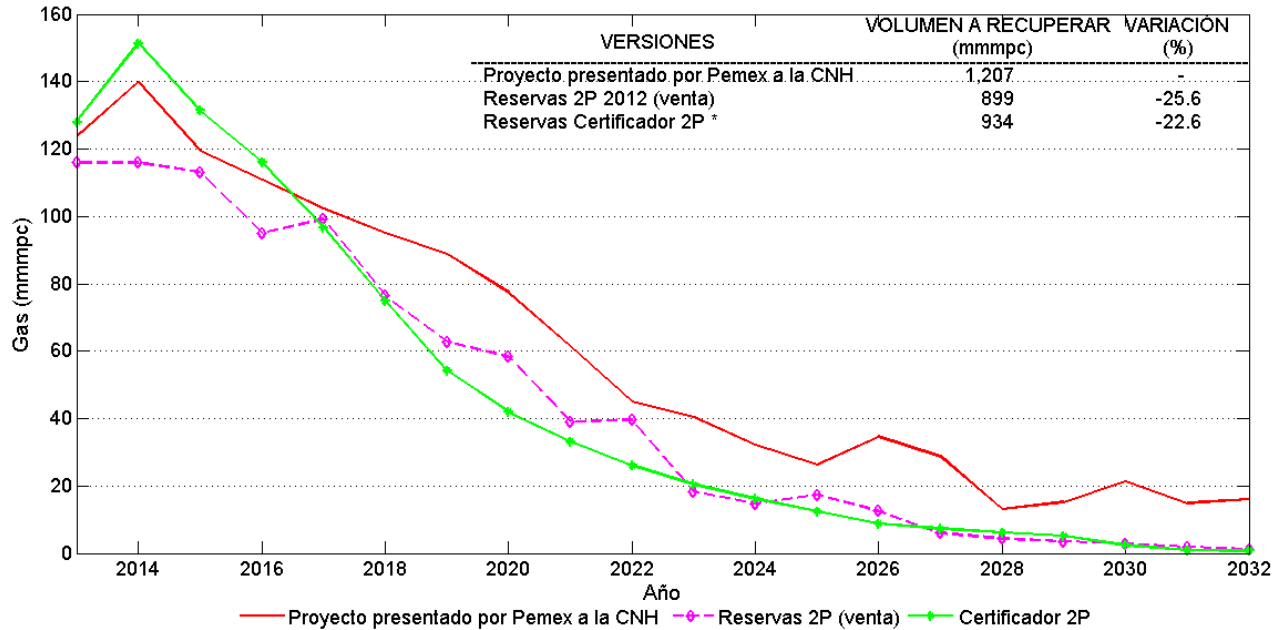
Figura 10. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Chuc.



\*El perfil del Certificador no considera los campos Batab, Pol, y Toloc.

Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 11. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Chuc.



\*El perfil del Certificador no considera los campos Batab, Pol, y Toloc.

Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta diferencias respecto al perfil de reservas 2P de aceite (en el periodo 2013 al 2032). Así mismo, se observa una mayor diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P debido a que no se incluyen los campos Batab, Pol, y Toloc; es recomendable disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros independientes.

Por su parte, en la estimación de reservas de gas existen grandes diferencias en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de las reservas de gas 2P en el horizonte 2013-2032, además de que en la estimación de reservas se considera el gas de venta, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. También se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P; por lo que se recomienda disminuir dichas diferencias entre PEMEX y los terceros independientes.

La Comisión recomienda disminuir las diferencias entre el comportamiento del volumen a recuperar de aceite y gas del proyecto respecto a los perfiles de reservas 2P de aceite y gas, así como también disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros, revisando los

aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras, principalmente en los campos Abkatún, Chuc y Homol; apeguándose a los Lineamientos de reservas emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, aplicando las metodologías internacionales aceptadas para la evaluación y certificación de las reservas de hidrocarburos

- iii. PEMEX debe ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para obtener mayor consistencia entre los planes de explotación del proyecto que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.
- iv. De lo observado en el proyecto, esta Comisión considera necesario que se incorpore información a los modelos utilizados en el proyecto a través de la caracterización de yacimientos y toma de información oportuna (núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, sísmica, etc.) para determinar la incertidumbre de los parámetros involucrados más representativos y de los posibles resultados de la estimación del volumen original.
- v. La Tabla 8 muestra el volumen original del proyecto y en mayor detalle de los campos que lo integran, así como las reservas remanentes 2P para aceite y gas (al primero de enero del 2012) y la producción acumulada asociada a cada campo, al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos.

Tabla 8. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

Campos	Volumen original 3P		Reserva remanente 2P			Producción acumulada al 1 de enero de 2012		
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Crudo mmb	Gas natural mmmpc
Abkatún	5,445.6	3,885.1	240.0	179.5	317.7	2,576.4	2,227.3	1,831.1
Batab	281.4	175.8	10.8	10.2	6.0	49.3	44.4	47.8
Caan	1,564.0	2,492.9	39.7	20.7	99.8	1,201.8	879.7	1,691.8
Ché	17.2	190.6	24.3	2.9	112.5	2.5	0.8	8.8
Chuc	2,160.5	2,098.8	86.0	69.4	89.0	1,107.1	916.2	1,024.6
Chuhuk	88.2	107.1	35.9	29.3	35.4	0.0	0.0	0.0
Etkal	19.0	177.4	22.9	2.5	109.4	0.0	0.0	0.0

Homol	237.6	589.3	89.9	60.1	156.1	32.3	26.1	32.3
Kanaab	94.4	86.9	11.0	9.7	7.1	26.2	22.8	17.9
Kuil	459.7	439.4	121.0	102.3	97.8	0.0	0.0	0.0
Onel	253.5	241.8	65.0	53.7	61.1	0.0	0.0	0.0
Pokoch	122.3	174.4	46.4	36.7	52.0	0.0	0.0	0.0
Pol	2,253.0	2,445.4	17.3	12.4	25.6	1,116.8	946.7	893.4
Taratunich	1,013.9	1,059.0	44.2	34.6	50.1	337.1	261.5	396.8
Toloc	57.5	65.9	11.6	11.3	1.5	0.0	0.0	0.0
Tumut	181.5	199.3	31.7	26.2	29.6	0.4	0.3	0.3
Uchak	0.0	31.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wayil	61.0	195.3	13.7	8.6	27.6	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>14,310.2</b>	<b>14,655.7</b>	<b>911.5</b>	<b>670.1</b>	<b>1,278.1</b>	<b>6,449.9</b>	<b>5,325.9</b>	<b>5,944.8</b>

Fuente: PEP

- vi. La Tabla 9 y las Figuras 12 a 14 muestran las reservas 2P de petróleo crudo equivalente, aceite y gas de acuerdo al tipo de yacimiento, de los cuales Abkatún, Batab, Caan, Chuc, Chuhuk, Homol, Kanaab, Kuil, Onel, Pokoch, Pol, Taratunich, Tumul, y Wayil son de aceite ligero, los campos Ché y Etkal son de gas y condensado, el campo Toloc es de aceite pesado y el campo Uchak es de gas seco, este último no presenta reservas al 1 de enero de 2012.

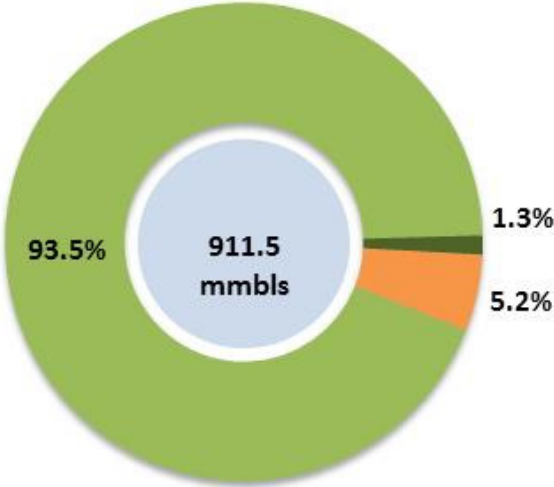
Tabla 9. Reservas remanentes 2P del proyecto por tipo de yacimiento.

	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmb)
Gas Seco	0.0	0.0	0.0
Gas y Condensado	5.4	221.8	47.2
Aceite Ligero	653.4	1,054.8	852.7
Aceite Pesado	11.3	1.5	11.6
<b>Total</b>	<b>670.1</b>	<b>1,278.1</b>	<b>911.5</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 12. Distribución de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente por tipo de yacimiento.

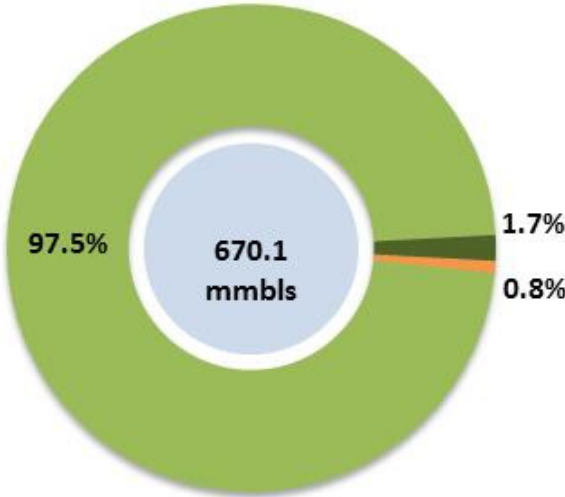
Gas y Condensado    Aceite Ligero    Aceite Pesado



Fuente CNH con datos de PEP

Figura 13. Distribución de las reservas 2P de aceite por tipo de yacimiento.

Gas y Condensado    Aceite Ligero    Aceite Pesado

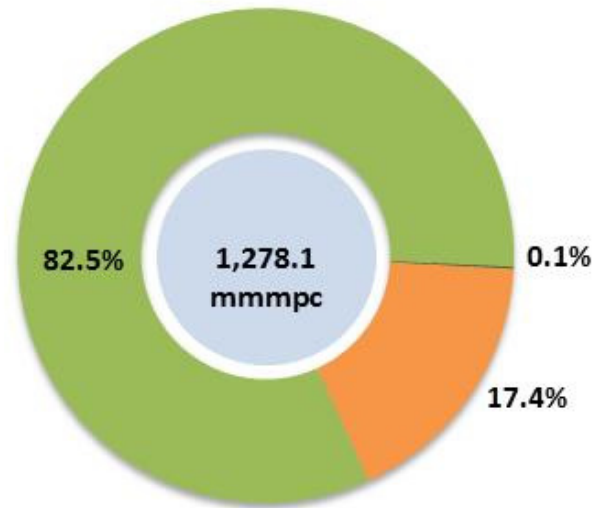


Fuente CNH con datos de PEP



Figura 14. Distribución de las reservas 2P de gas por tipo de yacimiento.

■ Gas y Condensado ■ Aceite Ligero ■ Aceite Pesado



Fuente CNH con datos de PEP

Los yacimientos de aceite ligero representan el 93.5% de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente del proyecto (14 campos), el 5.2% corresponde a los campos de gas y condensado (Ché y Etkal) y el 1.3% corresponde al aceite pesado (Toloc). Lo cual es de gran importancia para optimizar y diseñar un plan de explotación adecuado a las características de los fluidos y los tipos de yacimiento que integran el proyecto para maximizar el factor de recuperación.

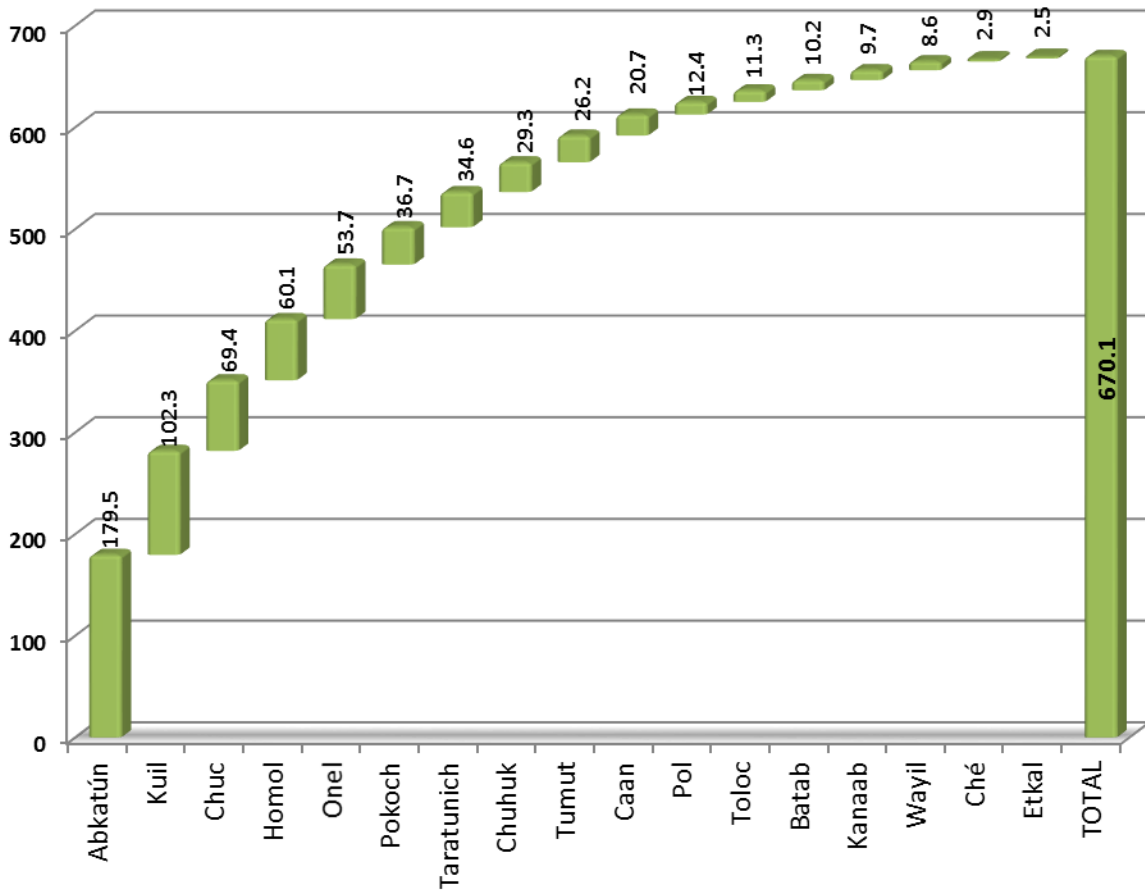
Respecto al crudo, los yacimientos de aceite ligero representan el 97.5% de las reservas 2P del proyecto (14 campos); 1.7% corresponde al aceite pesado y el 0.8% corresponde a los campos de gas y condensado.

El gas asociado de los yacimientos de aceite ligero representan el 82.5% de las reservas 2P de gas del proyecto (14 campos); 17.4% corresponden a los campos de gas y condensado y el 0.1% al gas asociado proveniente del aceite pesado.

## Integración reservas 2P aceite y gas del proyecto Chuc

Las Figuras 15 y 16 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente, así como la contribución de cada campo al total de las reservas 2P de aceite y gas al 1 de enero de 2012 para el proyecto Chuc.

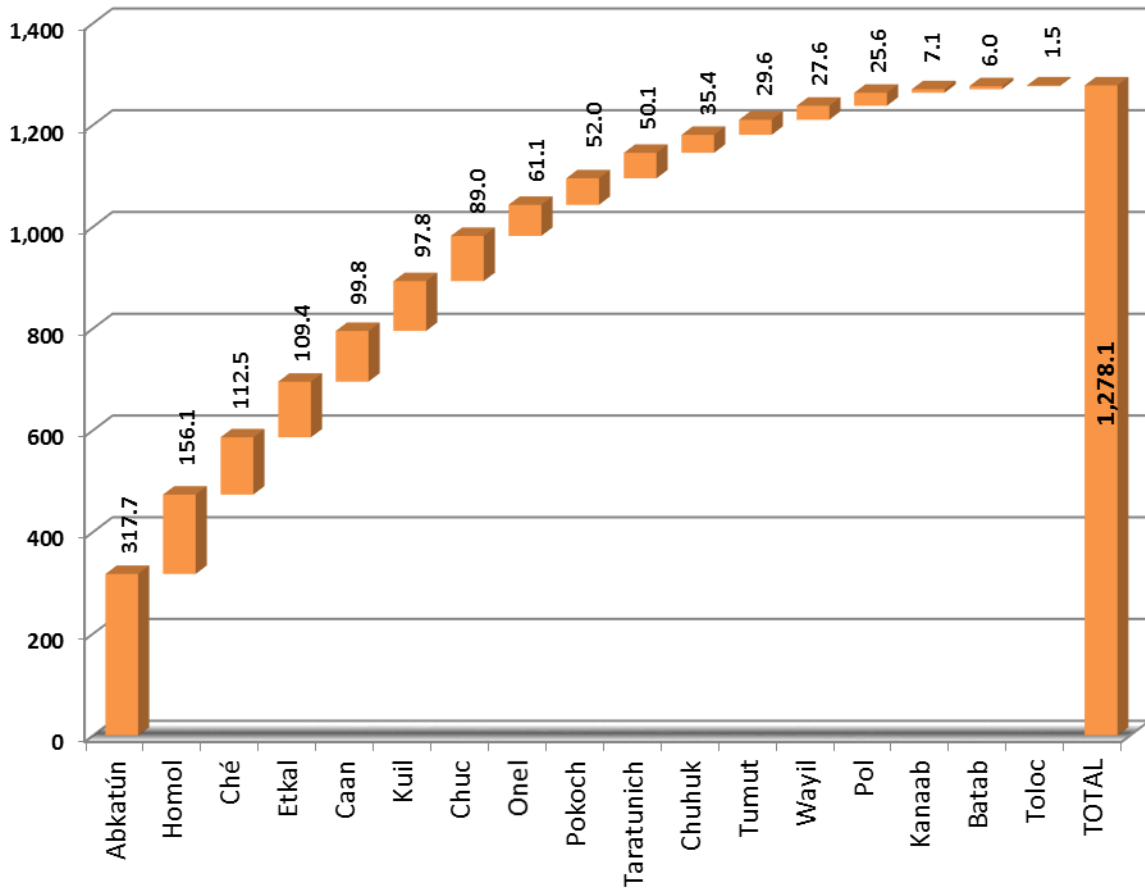
Figura 15. Integración proyecto Chuc, Reservas 2P de aceite (mmb).



Fuente CNH con datos de PEP

En la gráfica anterior se puede observar que los campos Abkatún, Kuil, Chuc, Homol, Onel, Pokoch, y Taratunich ocupan el 80% de las reservas 2P totales de aceite del proyecto Chuc.

Figura 16. Integración proyecto de explotación Chuc, Reservas 2P de gas (mmmpc).



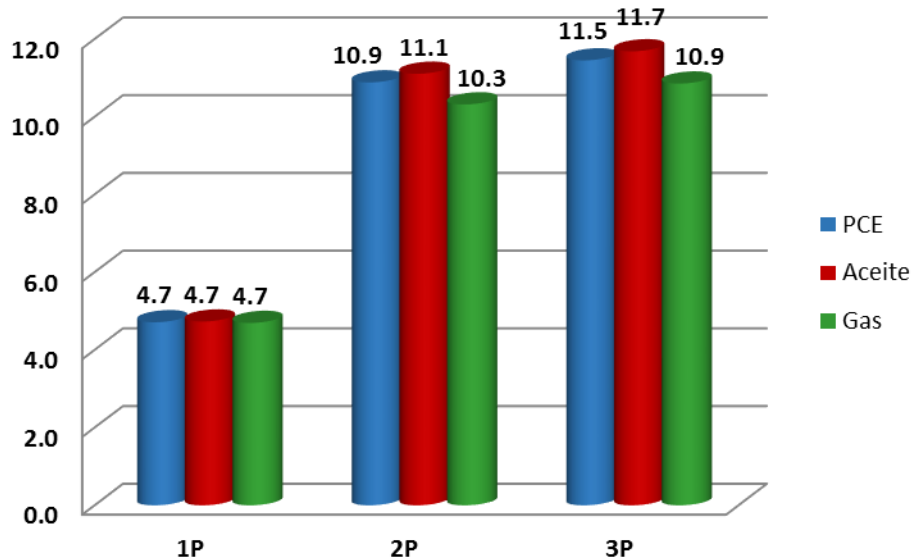
Fuente CNH con datos de PEP

En la gráfica anterior se puede observar que los campos Abkatún, Homol, Ché, Etkal, Caan, Kuil, Chuc y Onel ocupan más del 80% de las reservas 2P totales de gas del proyecto Chuc.

### Relación Reserva-Producción del proyecto Chuc

La relación de reserva-producción, describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. La relación reserva-producción, se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la producción total del 2011. La Figura 17 presenta los valores de la relación reserva-producción del proyecto Chuc.

Figura 17. Relación Reserva-Producción del proyecto Chuc al 1 de enero 2012.



Fuente: CNH con datos de PEP

En términos de petróleo crudo equivalente, la relación de reserva-producción para el proyecto de explotación Chuc es de 4.7 años para las reservas Probadas (1P), de 10.9 años para las reservas 2P y de 11.5 años para las reservas 3P; considerando una producción de 83.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

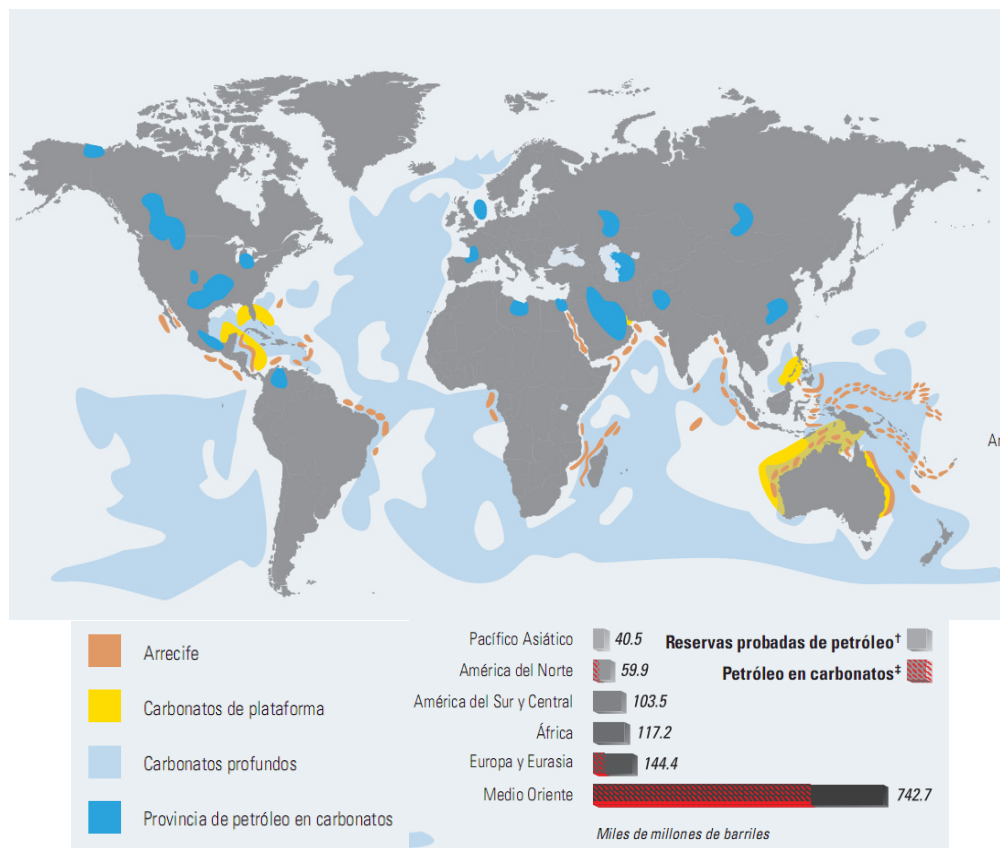
En lo referente al aceite se consideró una producción de 60.3 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 4.7 años para las reservas Probadas (1P), de 11.1 años para las reservas 2P y de 11.7 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 4.7 años para las reservas Probadas (1P), de 10.3 años para las reservas 2P y de 10.9 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 123.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2011.

## *b) Tecnologías a utilizar para optimizar la explotación en las diversas etapas de los proyectos*

Más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos. La Figura 18 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 18. Distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.



Fuente: CNH

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, se encuentran actualmente en una etapa considerada como de saturación<sup>1</sup>, con casquetes de gas

<sup>1</sup> Etapa de saturación de un yacimiento: cuando la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de burbuja, por lo que hay dos fases en el yacimiento.

considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. Lo anterior da como resultado una gran cantidad de aceite atrapado en el medio de muy baja permeabilidad (la matriz de la roca), tanto en la zona de gas como en zonas de agua. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de recuperación secundaria y mejorada no convencionales que ayuden a recuperar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

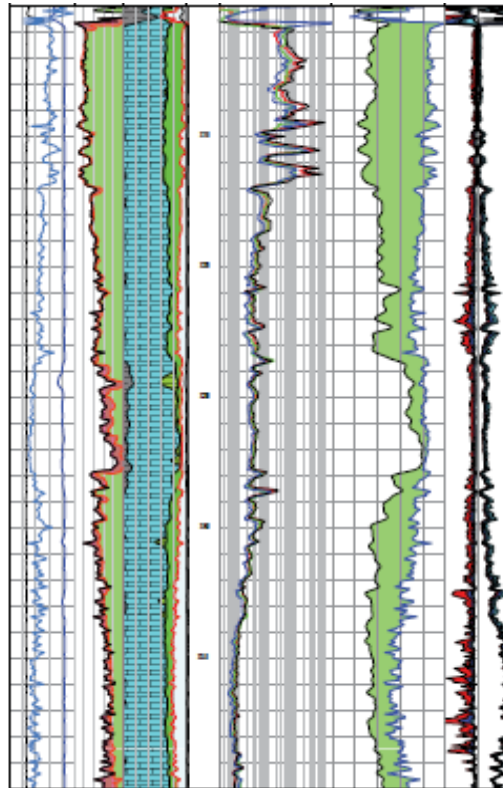
Existe una amplia gama de tecnologías consideradas por PEMEX para ser implementadas en los campos del proyecto en diversas ramas de la ingeniería. Es consideración de la Comisión que estas tecnologías deben estar alineadas con una administración eficiente de los campos a fin de que sean explotados de manera racional.

Asimismo, se debe aplicar la tecnología de registros geofísicos para la identificación de la profundidad de los contactos gas - aceite y aceite – agua en los principales campos del proyecto. Hasta ahora, sólo se pueden inferir, pero es necesario su establecimiento preciso para el cálculo correcto de reservas, así como para la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

En caso de aplicar métodos de recuperación secundaria y mejorada la Comisión estima importante que PEMEX considere el uso de tecnologías, tales como sísmica 4D y registros dieléctricos, que permitan determinar con precisión los volúmenes de aceite remanente en zonas no barridas.

Lo anterior, en virtud de que las mediciones de dispersión dieléctrica multifrecuencia (registros dieléctricos), Figura 19, determinan la saturación de petróleo, independientemente de las mediciones convencionales de resistividad y de la influencia de la salinidad, proporcionando una nueva visión del yacimiento, así como de la saturación residual de petróleo. Asimismo, se considera necesario incorporar registros de resonancia magnética, para la integración de la información.

Figura 19. Ejemplo de registro dieléctrico.



Fuente: Quantification of Remaining Oil Saturation Using a New Wireline Dielectric Dispersion Measurement - A Case Study from Dukhan Field Arab Reservoirs (SPE 141633)

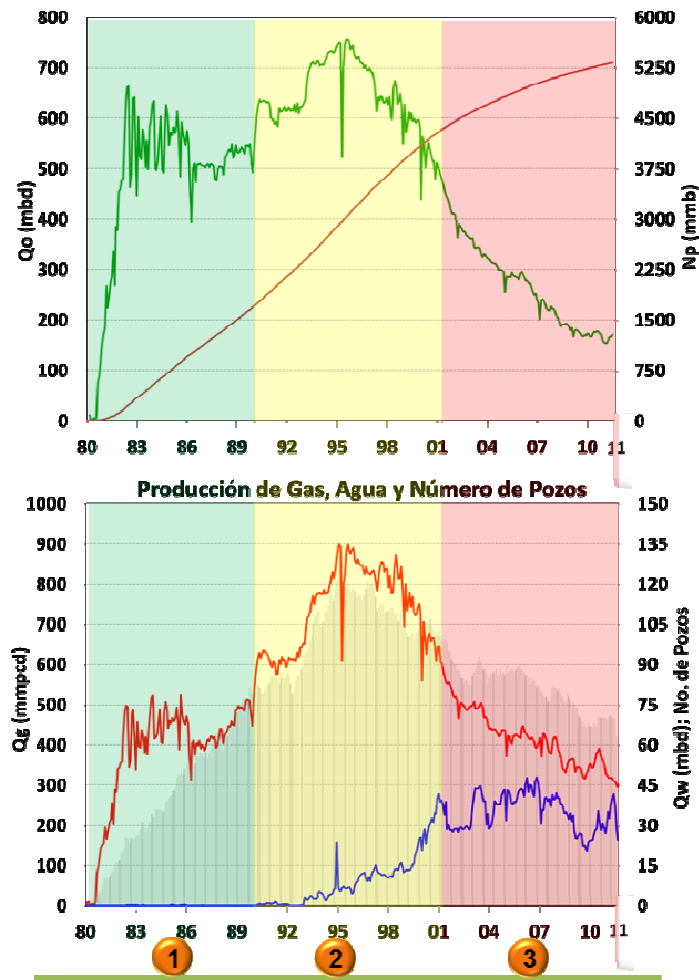
Por otro lado, PEP considera la evaluación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en algunas de las áreas del proyecto; sin embargo, es necesario que se evalúe el potencial de aplicación de estos métodos en todos los campos o formaciones productoras principales, así como proponer, mediante una administración de yacimientos óptima, acciones que permitan la recuperación adicional del aceite remanente.

En relación a las tecnologías para el abandono de campos, se sugiere realizar un análisis que detalle los tipos de tecnologías que se están considerando para asegurar un tapón de abandono más duradero que los actuales, de modo que se reduzcan agrietamientos, pérdidas de aislamiento, tiempos de operación y se aumente la resistencia a la compresión.

### c) Ritmo de extracción de los campos

Los yacimientos que integran el proyecto son carbonatos naturalmente fracturados con diferentes grados de dolomitización y son principalmente de aceite ligero, algunos de gas y condensado (Ché y Etkal), gas seco (Uchak) y aceite pesado (Toloc). En la Figura 20 muestra el comportamiento histórico de la producción del proyecto, el cual se puede dividir en 3 etapas de producción.

Figura 20. Comportamiento histórico de producción y presión del proyecto Chuc



Fuente: PEP

**Etapa 1 (1980-1990):** El proyecto inició su desarrollo con la perforación de los pozos Abkatún 1-B y Abkatún-178, resultando productores de aceite y gas, posteriormente se desarrolla el campo



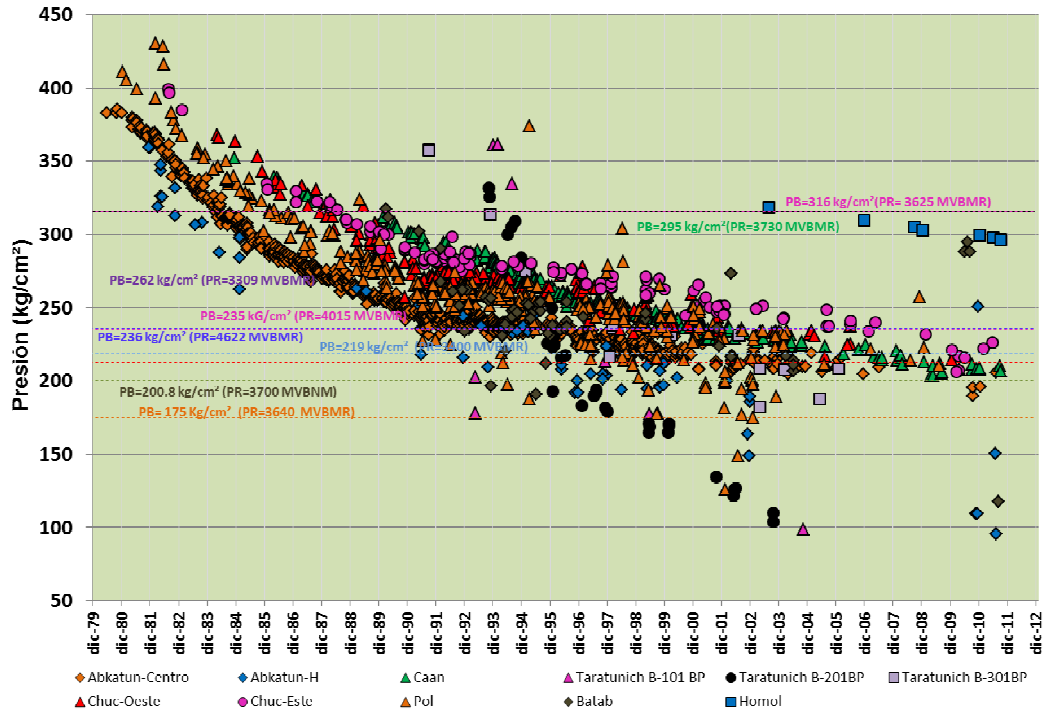
Pol en el año 1981 con el pozo Pol-73, Chuc en 1982 con el pozo Chuc-1, Caan en 1985 con el pozo Cann-1 y Taratunich en 1990 con el pozo Taratunich-201, alcanzando una producción máxima de 663 mbd y 494 mmpcd.

**Etapa 2 (1991-2001):** A partir de marzo (1991) se inició el proceso de recuperación mediante inyección de agua a los campos Abkatún, Pol y Chuc, posteriormente en 1993 se inicia la producción del bloque 301 JSK para el campo Taratunich con el pozo Taratunich-31D; en el año 1996 el campo Kanaab inicia su producción con el pozo Kanaab-101 y comienza la formación del casquete de gas del campo Caan. La producción máxima de este periodo fue de 756 mbd y 897 mmpcd, también se puede observar en esta etapa la producción de agua desde el inicio de este ciclo con un pico alrededor de 280 mbd en el año 2001.

**Etapa 3 (marzo 2001-2011):** Se deja de inyectar agua a los campos Abkatún, Pol y Chuc en el diciembre del 2006, posteriormente en el año 2007 se inicia la explotación del campo Homol con el pozo Homol-1, asimismo inicia la producción del campo Ché en 2010 con el pozo Ché-1 y en el año 2011 comienza la producción del campo Tumut con el pozo Tumut-3R, alcanzando una producción máxima de 515 mbd y 665 mmpcd, se observa una fuerte declinación el todo el periodo y continua la producción de agua durante todo el periodo.

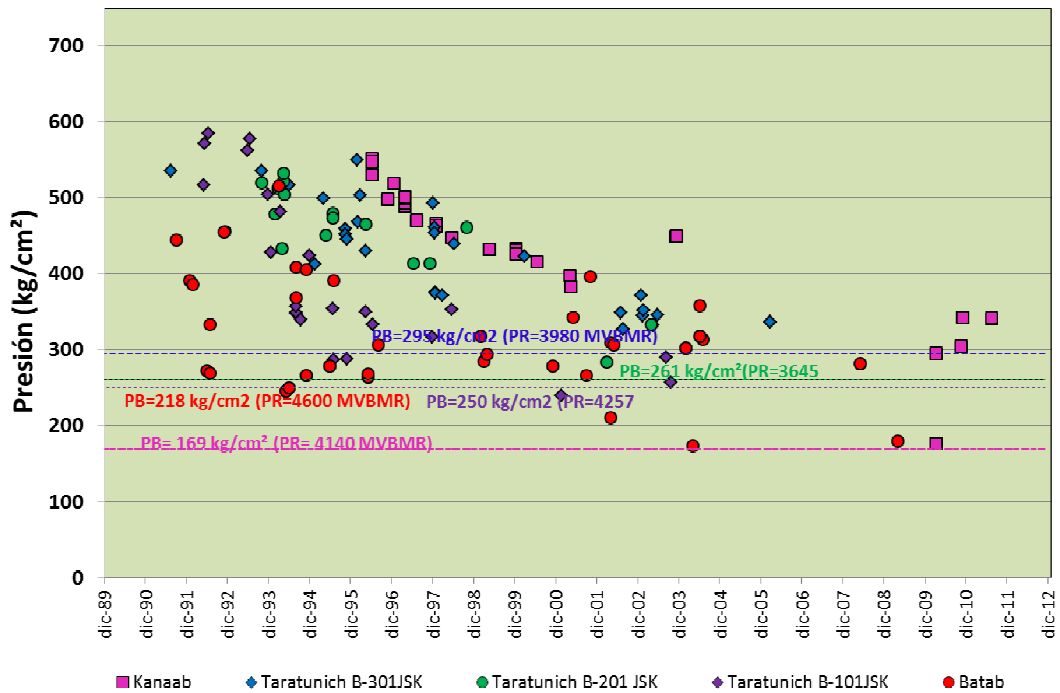
En las Figuras 21 y 22 se muestran los comportamientos de la presión histórica de los campos Abkatún, Batab, Caan, Chuc, Homol, Kanaab, Pol y Taratunich, donde la presión inicial de los yacimientos oscila entre 340 y 792 (kg/cm<sup>2</sup>), las presiones de saturación de los campos varían entre 170 y 350 (kg/cm<sup>2</sup>), de acuerdo a los análisis PVT y al comportamiento de los campos la mitad de ellos se encuentra en etapa de saturación ( $P < P_b$ ).

Figura 21. Comportamiento histórico de presión de la brecha del Paleoceno.



Fuente: PEP

Figura 22. Comportamiento histórico de presión de la formación JSK.



Fuente: PEP

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) Optimizar la explotación de los campos de forma adecuada, para obtener un mayor factor de recuperación final del proyecto seleccionando las mejores opciones de desarrollo, ya que algunos yacimientos tiene acuíferos asociados, es necesario administrar los yacimientos y el ritmo de extracción (gastos críticos) de los pozos de acuerdo a su condición actual y la actividad programada, para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción, así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA) optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades de ejecución del Activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.
- b) Evaluar el impacto del número de pozos a perforar ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y en los indicadores económicos del proyecto.
- c) Debido a que algunos yacimientos tienen acuíferos asociados, es necesario administrar los yacimientos y optimizar el ritmo de extracción (gastos críticos) de acuerdo a la actividad actual y programada para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos y el corte de agua por pozo, así como aplicar nuevas tecnologías en la terminación de los pozos.
- d) Considerando el desarrollo del campo Kuil mediante la operación en paralelo de dos equipos de perforación en las plataformas Kuil-A y Kuil-B, así como la actividad de pozos adicionales en otros campos, se recomienda optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo (condiciones contractuales actuales y futuras); para reducir el riesgo y los costos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto. Así como jerarquizar el programa de las reparaciones mayores a pozos (RMA).

## d) Factor de recuperación de los yacimientos

### i. Análisis del proyecto

La Tabla 10 presenta los valores de factores de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2038.

Tabla 10. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto de explotación Chuc	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2038)	Fr Actual	Fr (2013-2038)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	14,310.2	5,325.9	654.0	37.2%	4.6%	41.8%
Gas (mmmpc)	14,655.7	5,944.8	1,223.0	40.6%	8.3%	48.9%

\*Nota:

Fr actual: Prod Acum/Vol. Orig (3P)

Fr (2013-2038): (Vol. rec. Proy)/Vol. Orig (3P)

Fr Proy: (Vol. rec. Proy + Prod Acum)/Vol. Orig (3P)

Fuente: CNH con datos de PEP

La Comisión considera más adecuado que la estimación de los factores de recuperación se realice con base en la siguiente fórmula:

*Fr del proyecto = (Producción acumulada final esperada de aceite o gas de los campos que componen el proyecto a la fecha de evaluación + Recuperación final esperada de aceite o gas de los campos que componen el proyectos de acuerdo a la estrategia seleccionada y al horizonte evaluado) /Volumen Original Total que comprenden los campos del proyecto (3P).*

El valor o estimación del factor de recuperación de un proyecto depende de varios factores técnicos, económicos, operativos, comerciales, entre otros, que cambian en el tiempo. Por lo anterior no se puede considerar un solo factor de recuperación único o definitivo.

- a) Se requiere incrementar el factor de recuperación, jerarquizando y seleccionando las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías y de un mayor conocimiento del subsuelo, bajo un plan de desarrollo óptimo

que permita una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades de ejecución dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto.

- b) La Comisión considera necesario que PEMEX entregue un análisis de los factores de recuperación óptimos asociados a los procesos de recuperación mejorada (de los diferentes escenarios visualizados para los campos Abkatún y Chuc) que se podrían tener en el proyecto, en función de sus características considerando aspectos tecnológicos, petrofísicos, geológicos, estudios de laboratorio y de administración de yacimientos del proyecto entre otros.

## *ii. Análisis por yacimiento*

Las mejores prácticas internacionales, establecen la comparación de campos con características geológicas y dinámicas similares, de tal forma que se pueda determinar donde se está situado en cuanto a cantidad de hidrocarburos recuperables. La madurez de muchos campos actualmente produciendo y la mejora en las tecnologías de recuperación, permiten comparar un gran número de campos con diferentes características geológicas y dinámicas, de tal forma que se pueda realizar un análisis más representativo y así contar con un estudio más sustentado.

En este contexto, la Comisión realizó un análisis de campos análogos utilizando la base de información relativa a los yacimientos del país proporcionada por PEMEX mediante los oficios SPE-GRR-98/2013 recibido en la Comisión el 4 de julio de 2013, y SPE-314-2013 recibido el 10 de julio de 2013, así como información de literatura y artículos técnicos relevantes relacionados con el tema del factor de recuperación.

### ***Análisis con información relativa a los yacimientos del país.***

La base de información relativa a los yacimientos del país proporcionada por PEMEX contiene diversas características técnicas estáticas y dinámicas, de tal forma que se pueden hacer búsquedas mediante identificación de parámetros representativos de cada yacimiento y así

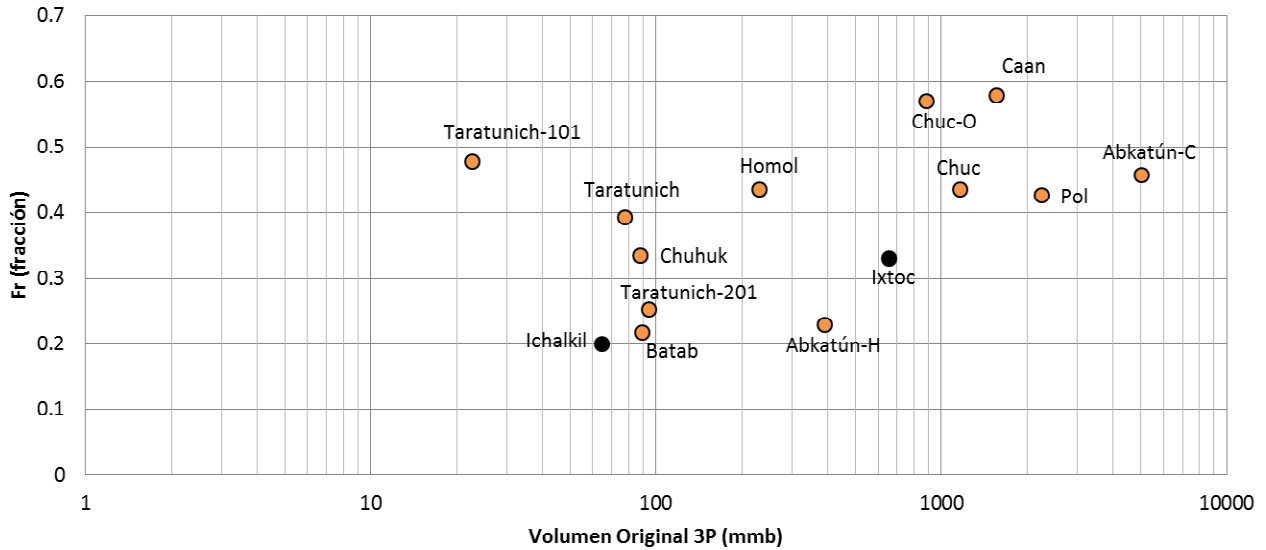
encontrar analogías. Por tal motivo, previo al análisis, esta Comisión tuvo que conjuntar, revisar y homologar dicha base de información a los requerimientos actuales, de tal forma que se pudiera hacer un uso más eficiente de la misma.

Para el caso específico de los yacimientos del proyecto de explotación Chuc, se analizaron los campos que presentan un mayor aporte a la reserva recuperable, éstos son los clasificados en el proyecto como aceite ligero a intermedio. Con base en las principales características evaluadas para determinar los campos análogos a los del proyecto Chuc, se identificaron aquellos que cumplieron con los criterios establecidos. Las características utilizadas para la determinación de los campos análogos son las siguientes:

- Campos Marinos.
- Litología de calizas y dolomías.
- Formaciones Cretácico y Jurásico.
- Tipo de fluido, aceite ligero mayor a 28° API.
- Presión Inicial similar a la de los yacimientos del proyecto Chuc.
- Mecanismos de empuje similares.

La formación Cretácico es la que presenta un mayor volumen original y reserva recuperable. Se tienen los campos Abkatún, Caan, Pol y Chuc que son los que más han aportado producción acumulada. Los factores de recuperación de los campos anteriores se encuentran entre 42% - 58%. Son campos maduros que se encuentran en etapa de declinación y que han sido sometidos a procesos de recuperación secundaria. La Figura 23 muestra el volumen original 3P contra factor de recuperación estimado de los campos del cretácico que se determinaron como análogos.

Figura 23. Factor de recuperación contra volumen original de la formación Cretácico.



Fuente: CNH con datos de PEP

En la figura 23 se identifican los campos del proyecto como puntos de distintos colores y los campos análogos como puntos en negro. Según los análisis realizados se determinaron 2 campos análogos: Ixtoc e Ichalkil. La tabla 11 muestra las principales características de los campos del proyecto (fondo rojo) y análogos (fondo blanco) para la formación Cretácico.

Tabla 11. Características principales de la formación Cretácico, campos del proyecto y análogos.

Campos	Vol. Orig. 3P (mmb)	Fr Aceite (fracción)	Mecanismos de Empuje	H neto (m)	Poro (%)	°API	Boi	Rsi (mmpc/mb)	Pi (kg/cm <sup>2</sup> )	Pb / Pr (kg/cm <sup>2</sup> )
Caan	1563.98	0.58	ERF+AA+CG	126	0.088	37	2.080	1.594	351	295
Chuc-O	889.25	0.57	EGS+AA	264	0.054	30	1.520	0.734	370	213
Taratunich-101	22.76	0.48	NA	50	0.058	32	1.543	1.345	361	316
Abkatún-C	5044.68	0.46	ERF+EGS+AA	240	0.082	28	1.510	0.713	386	175
Homol	229.72	0.44	ERF+EGS	55	0.089	37	1.677	1.279	318	236
Chuc	1164.43	0.44	EGS+AA	264	0.069	30	1.760	1.223	399	235
Pol	2253.02	0.43	EGS+AA	128	0.099	31	1.730	1.085	405	240
Taratunich	77.99	0.39	EGS+AA	63	0.070	31	1.543	1.345	313	262
Chuhuk	88.15	0.33	NA	35	0.090	39	1.740	1.215	332	237
Kuil	693.61	0.26	ERF+EGS	111	0.083	38	1.750	0.956	303	251
Taratunich-201	94.74	0.25	EGS+AA	80	0.086	33	1.543	1.345	270	222
Abkatún-H	390.29	0.23	ERF+EGS+AA	70	0.082	28	1.441	0.723	359	219
Batab	89.30	0.22	ERF+EGS	25	0.055	32	1.460	0.606	314	201
Ixtoc	657.28	0.33	ERF+EGS	57	0.097	32	1.649	1.139	325	290
Ichalkil	64.81	0.20	NA	45	0.045	33	1.400	0.623	450	260

ERF= Expansión Roca-Fluidos.

AA= Acuífero activo (Empuje hidráulico).

CG= Expansión por casquete de gas.

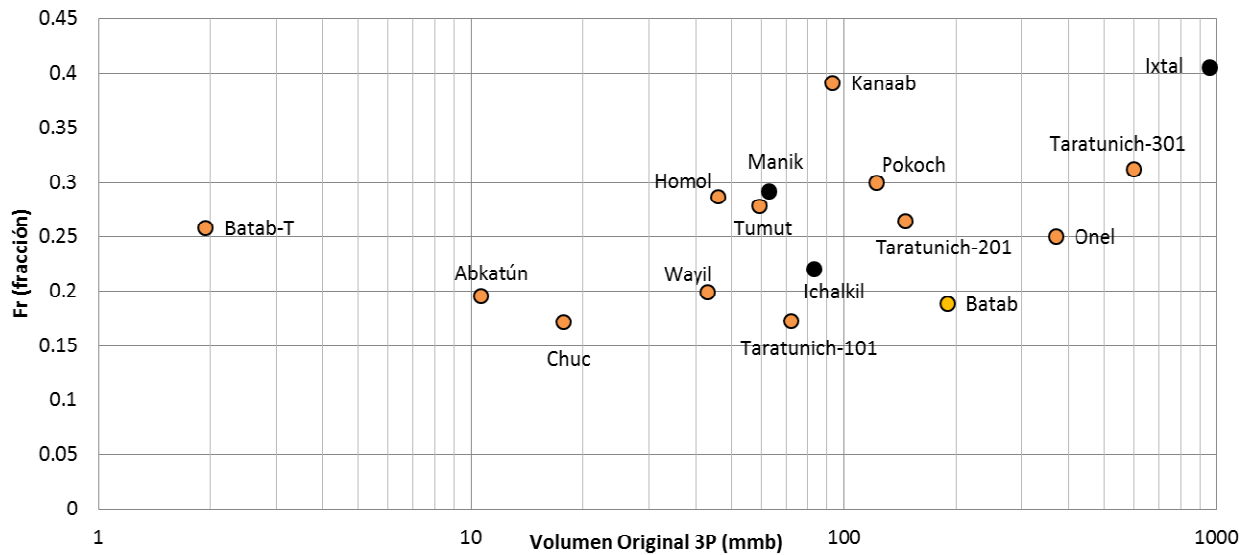
EGS= Expansión del gas en solución.

Fuente: CNH con datos de PEP

De acuerdo al comparativo realizado, se observa que el factor de recuperación final de los campos del proyecto con respecto a los campos análogos se encuentra dentro del rango, tomando en cuenta solo aquellos que no consideran métodos de recuperación secundaria y/o mejorada.

La formación Jurásico en comparación con el Cretácico, tiene un menor desarrollo, además que el volumen original 3P es menor. En la Figura 24 se muestra el volumen original 3P contra el factor de recuperación estimado de los campos del Jurásico, los cuales se determinaron como análogos; identificando los campos del proyecto como puntos de distintos colores y los campos análogos como puntos en negro. En base a los análisis realizados se determinaron 3 campos análogos: Ixtal, Ichalkil y Manik. La tabla 12 muestra las principales características de los campos del proyecto (fondo rojo) y análogos (fondo blanco) para la formación del Jurásico.

Figura 24. Factor de recuperación contra volumen original de la formación Jurásico.



Fuente: CNH con datos de PEP



Tabla 12. Características principales de la formación Jurásico, campos del proyecto y análogos.

Campos	Vol. Orig. 3P (mmb)	Fr Aceite (fracción)	Mecanismos de Empuje	H neto (m)	Poros (%)	°API	Boi	Rsi (mmpc/mb)	Pi (kg/cm <sup>2</sup> )	Pb / Pr (kg/cm <sup>2</sup> )
Kanaab	93.35	0.39	AA	47	0.050	30	1.370	0.527	552	169
Taratunich-301	599.80	0.31	EGS+AA	226	0.095	31	1.470	1.008	566	295
Pokoch	122.26	0.30	NA	59	0.065	30	1.480	1.426	582	304
Homol	46.21	0.29	NA	50	0.042	45	2.780	7.456	589	318
Tumut	59.52	0.28	ERF+EGS	87	0.064	35	1.582	1.098	610	228
Taratunich-201	146.33	0.26	EGS+AA	192	0.072	28	1.660	0.875	542	261
Batab-T	1.94	0.26	NA	12	0.060	35	1.690	1.175	792	129
Onel	369.99	0.25	NA	123	0.106	34	1.832	1.438	582	320
Wayil	43.21	0.20	NA	83	0.045	44	2.170	3.200	911	357
Abkatún	10.63	0.20	ERF	25	0.060	28	1.374	0.545	623	218
Batab	190.21	0.19	ERF+EGS	40	0.075	32	1.690	0.628	623	218
Taratunich-101	72.31	0.17	EGS+AA	62	0.056	28	1.660	0.875	562	250
Chuc	17.73	0.17	NA	29	0.090	32	1.580	0.200	623	218
Ixtal	959.53	0.41	EGS+AA	193	0.108	33	1.973	1.656	511	318
Manik	63.00	0.29	EGS+AA	81	0.120	30	1.470	1.248	558	318
Ichalkil	83.20	0.22	NA	71	0.062	40	2.158	2.094	600	246

ERF= Expansión Roca-Fluidos.

AA= Acuífero activo (Empuje hidráulico).

CG= Expansión por casquete de gas.

EGS= Expansión del gas en solución.

Fuente: CNH con datos de PEP

Según el comparativo realizado se observa que el factor de recuperación final de los campos del proyecto, con respecto a los campos análogos se encuentra dentro del rango, tomado en cuenta solo aquellos que no consideran métodos de recuperación secundaria y/o mejorada.

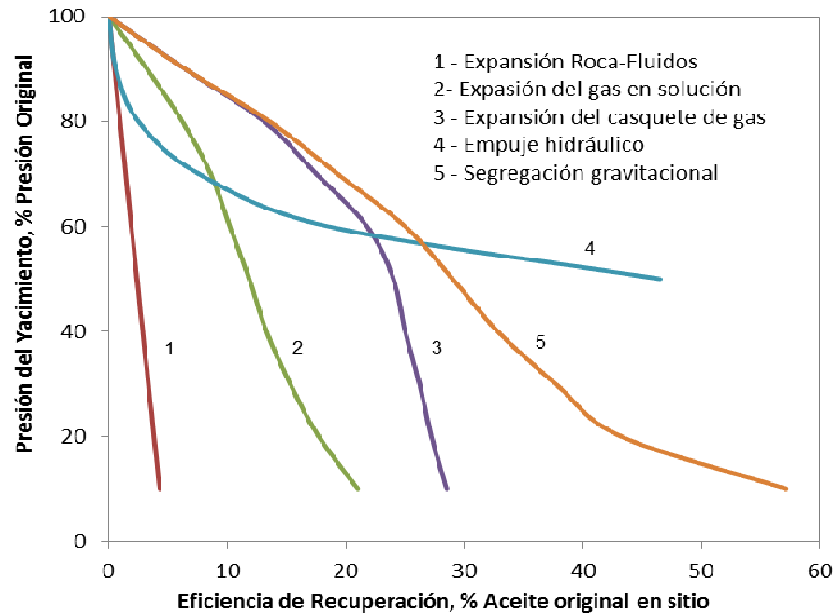
### ***Análisis con referencias bibliográficas y artículos técnicos relevantes.***

Con respecto a la revisión de la bibliografía, se consultaron dos fuentes:

- a) Estudio realizado por el Dr. Ganesh Thakur, en el cual recopiló una gran cantidad de datos de distintos campos alrededor del mundo y con base en los mecanismos de empuje predominantes determinó un rango de factor de recuperación.
- b) El artículo SPE 84459 “Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 mature carbonate fields”, S. Qing Sun. Octubre 2003 que habla del estudio sobre la cuantificación del factor de recuperación realizado con 250 campos carbonatados para aceite y gas de distintos grados API.

La figura 25 muestra el gráfico realizado por Thakur y la comparación con los yacimientos del proyecto bajo un esquema de recuperación primaria.

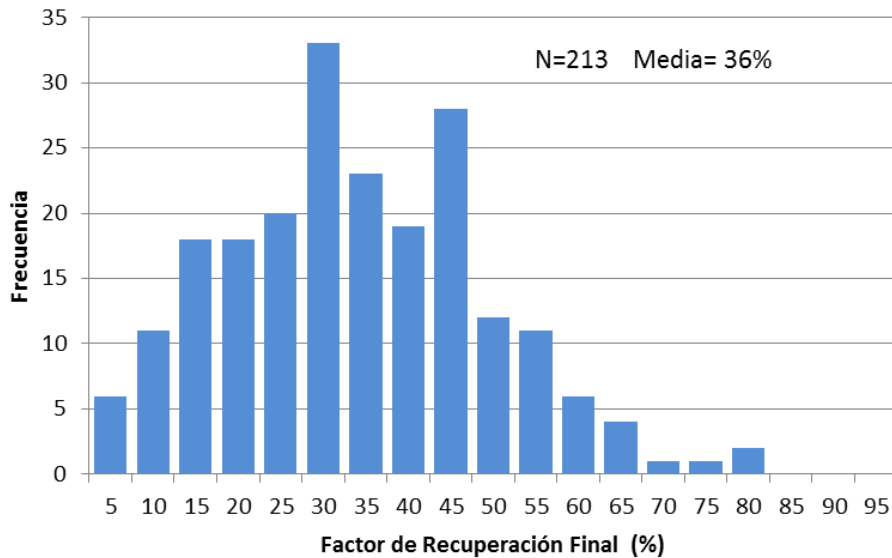
Figura 25. Eficiencia del Factor de recuperación por mecanismos de producción.



Fuente: "Integrated Petroleum Reservoir Management", Abdus Satter, Ph.D & Ganesh C. Thakur, Ph.D. Copyright 1994

De la figura 25 podemos comparar los campos del proyecto que actúan bajo recuperación primaria, de estos la mayoría presenta expansión roca-fluidos, expansión gas en solución y/o influencia de un acuífero, con base en estos mecanismos tenemos factores de recuperación entre el 20% y el 30%, dependiendo cuál de los mecanismos sea el predominante.

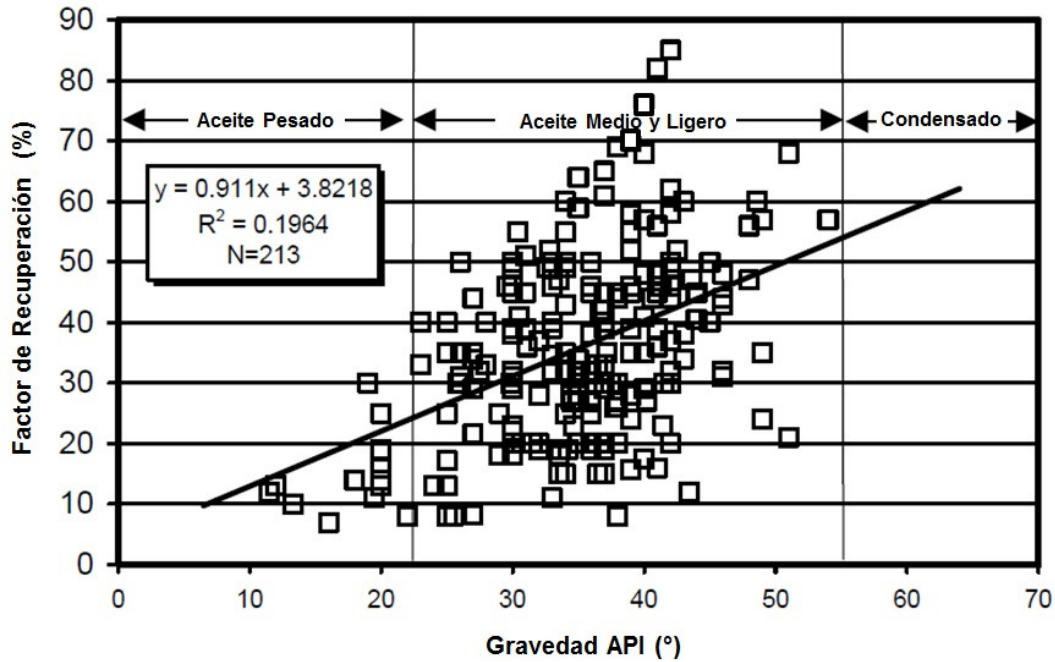
Figura 26. Distribución para el factor de recuperación en yacimientos carbonatados.



Fuente: "Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 mature carbonate fields", S. Qing Sun. Octubre 2003.

La Figura 26 muestra un histograma de distribución para el factor de recuperación en yacimientos carbonatados de aceite en general (desde pesados a volátiles). Se puede observar una tendencia normal con una media de 36%, es importante señalar que en este comparativo no se distingue entre recuperación primaria, secundaria y/o mejorada, razón por la cual encontramos valores tan altos como entre un 60% y un 80%. Si comparamos los factores de recuperación del proyecto con respecto a la media podemos establecer un intervalo de  $\pm 15\%$ , que en términos generales nos indican que no se está tan alejado de los estándares mundiales.

Figura 27. Factores de recuperación contra gravedad API.



Fuente: "Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 mature carbonate fields", S. Qing Sun. Octubre 2003.

La Figura 27 muestra un gráfico de factor de recuperación comparado con los grados API. Se tienen 3 divisiones con base en el tipo de aceite: pesado, intermedio a ligero, volátil. Para el caso del proyecto Chuc la mayoría de los yacimientos son de aceite ligero a intermedio entre 30° y 40° API, por lo que si ubicamos esto en la gráfica y lo alineamos con la tendencia que determinan, se observan factores de recuperación entre 30% y 40%. Estos valores deben tomarse con cautela ya que esta misma gráfica muestra una gran dispersión para valores similares de °API, de tal forma que queda enmascarada el tipo de recuperación (primaria, secundaria y/o mejorada) y los mecanismos de empuje predominantes.

En base a los análisis anteriores, la Comisión concluye lo siguiente:

- a) Los campos del proyecto de explotación Chuc se encuentran dentro de los rangos de factor de recuperación, comparados con los campos análogos provenientes de la base de información de PEMEX, así como del análisis realizado con información de literatura y artículos técnicos relevantes.

- b) Es importante tener en cuenta que los campos del proyecto que no cuentan con mecanismos de recuperación secundaria y/o mejorada presentan un área de oportunidad atractiva para la aplicación de dichos métodos y así poder incrementar el factor de recuperación, lo cual considera esta Comisión indispensable a lo largo de la ejecución del proyecto.
- c) PEMEX deberá realizar un análisis de campos análogos a nivel internacional para tener un mejor sustento, para poder evaluar si se están llevando a cabo las mejores prácticas que incrementen el factor de recuperación final bajo un esquema de administración integral de yacimientos.

### *e) Evaluación técnica del proyecto*

Para la evaluación técnica del proyecto, la Comisión llevó a cabo la revisión de la documentación presentada por PEMEX y a continuación se emiten recomendaciones que se consideran necesarias tomar en cuenta para mejorar el desempeño del proyecto en aspectos estratégicos, geológicos, geofísicos, de ingeniería, económicos, ambientales y de seguridad industrial.

#### *i. Aspectos Estratégicos*

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de análisis de alternativas y su selección, lo que permitirá alcanzar mayores factores de recuperación de los campos del proyecto. Así mismo se presentan ciertas recomendaciones enfocadas a la formulación del proyecto.

#### ***Análisis de alternativas.***

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima que permita obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. No contempla un análisis en temas fundamentales como

administración de yacimientos, caracterización de yacimientos, adquisición de información para la actualización de modelos, sistemas artificiales de producción, creación de los modelos de simulación y optimización del manejo de la producción en superficie.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación del plan óptimo de mantenimiento o administración de la declinación.

- b) Relacionado con el punto anterior, la alternativa seleccionada tuvo como base los indicadores económicos y el riesgo asociado, pero no se trata de una optimización de la estrategia de explotación. Se debe tener especial cuidado en optimizar la administración de los yacimientos para aumentar el valor del proyecto.
- c) PEMEX debe evaluar los métodos de recuperación mejorada en todos los campos del proyecto donde apliquen, de ser posible evaluar la factibilidad de su aplicación, desde el inicio de la explotación.
- d) PEMEX tiene contemplado inyectar gas natural en algunos campos del proyecto. Se debe realizar un análisis detallado de los requerimientos de gas para cubrir las actividades durante el horizonte de planeación, y evitar así una interrupción en las actividades de producción.
- e) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad y la rentabilidad en el largo plazo.
- f) Es importante que PEP describa detalladamente el tipo de tecnología que pretende utilizar con el fin de apoyar en la estrategia de explotación, relacionado con aspectos de caracterización estática, optimización de costos de perforación y terminación, limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial, y control de líquidos.

### ***Formulación del proyecto.***

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reservas, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
  
- b) Es importante optimizar el ritmo de producción en los campos del proyecto, enfocándose en la administración de los yacimientos.
  
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
  
- d) La Comisión considera necesario llevar a cabo un estricto control en la producción de gas, ya que no sólo afecta la producción de los campos, sino también existe el riesgo de que se vea afectado el medio ambiente.
  
- e) Se recomienda optimizar los programas del movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, para asegurar la disponibilidad de equipos, reducir los costos y tiempos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.
  
- f) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción y, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

## *ii. Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería*

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de los modelos de yacimientos, lo que permitirá contar con herramientas que permitan analizar, evaluar y seleccionar las mejores estrategias de explotación.

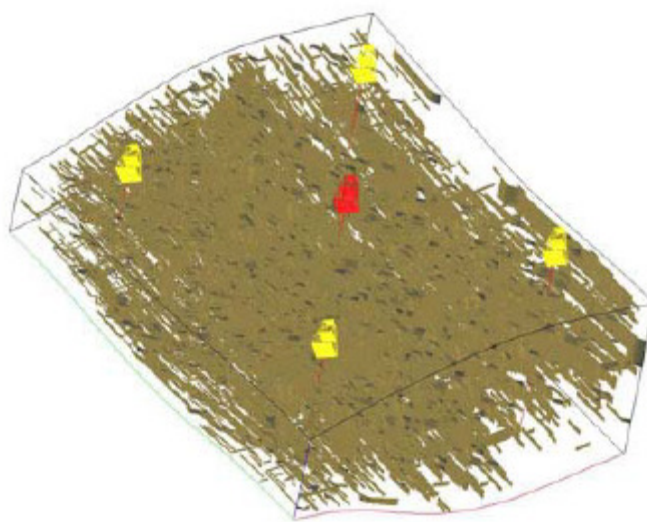
### ***Modelo geológico, geofísico y petrofísico.***

- a) La sísmica 4D es una aplicación que se debe evaluar para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas, para los capos que apliquen; esto ha sido desarrollado de manera exitosa en campos como Ekofisk en el Mar del Norte.
- b) Se deben realizar estudios de saturación de aceite residual a fin de identificar zonas factibles a ser explotadas, ya sea por recuperación primaria (bloques aislados que no hayan sido identificados), secundaria o mejorada para incrementar el factor de recuperación.
- c) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de contar con modelos estáticos y dinámicos más confiables para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.
- d) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” (Figura 28) en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de importancia para el desarrollo de los campos, teniendo un entendimiento total sobre los contactos de los



fluidos presentes en los yacimientos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

Figura 28. Modelos de Fracturas.



Fuente: An Innovative Workflow to Model Fractures in a Giant Carbonate Reservoir (IPTC 12572)

- e) Es recomendación de esta Comisión que PEMEX tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos.

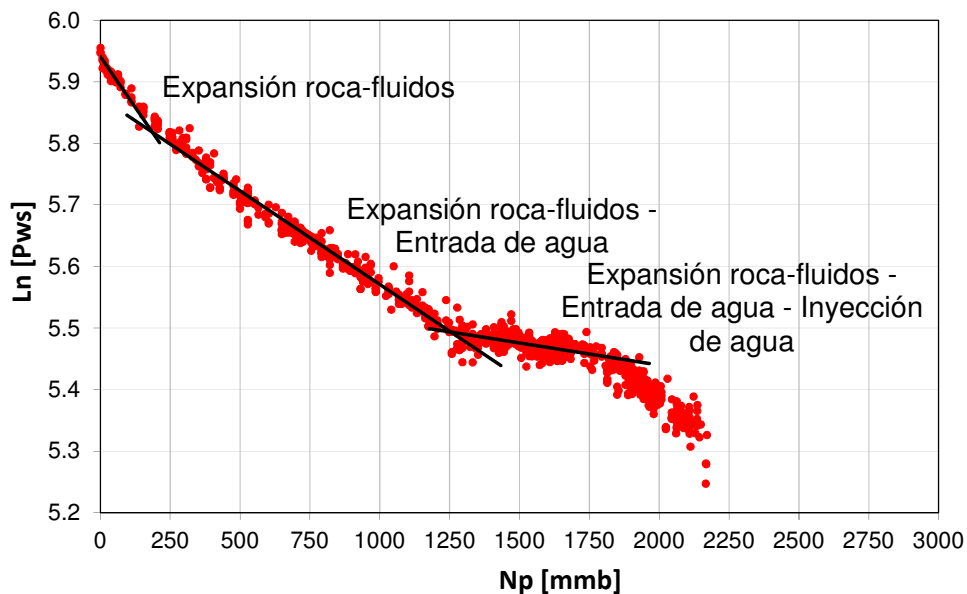
### ***Ingeniería de Yacimientos.***

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora del comportamiento de los yacimientos:

- a) En la documentación recibida por la CNH, se presenta el perfil histórico de producción del proyecto, así como el análisis de los mecanismos de empuje en algunos yacimientos del proyecto (como el de la Figura 29), sin embargo, no se integra un análisis de ingeniería de yacimientos que sustente un modelo de los mismos. Por lo anterior se

requiere un programa de toma de información donde se pueda determinar la distribución de los fluidos, la ubicación de los contactos de fluidos, así como reducir la incertidumbre en el conocimiento de las propiedades de los yacimientos. También se considera relevante realizar algún análisis que combine el comportamiento de los perfiles de producción y las presiones estáticas de los yacimientos, así como un estudio sobre los mecanismos de empuje que intervienen en el comportamiento productivo de todas las formaciones productoras del proyecto, donde se puedan dar a conocer los porcentajes de contribución de cada mecanismo en toda la historia productiva.

Figura 29. Análisis de mecanismos de empuje en un yacimiento.



Fuente: PEP

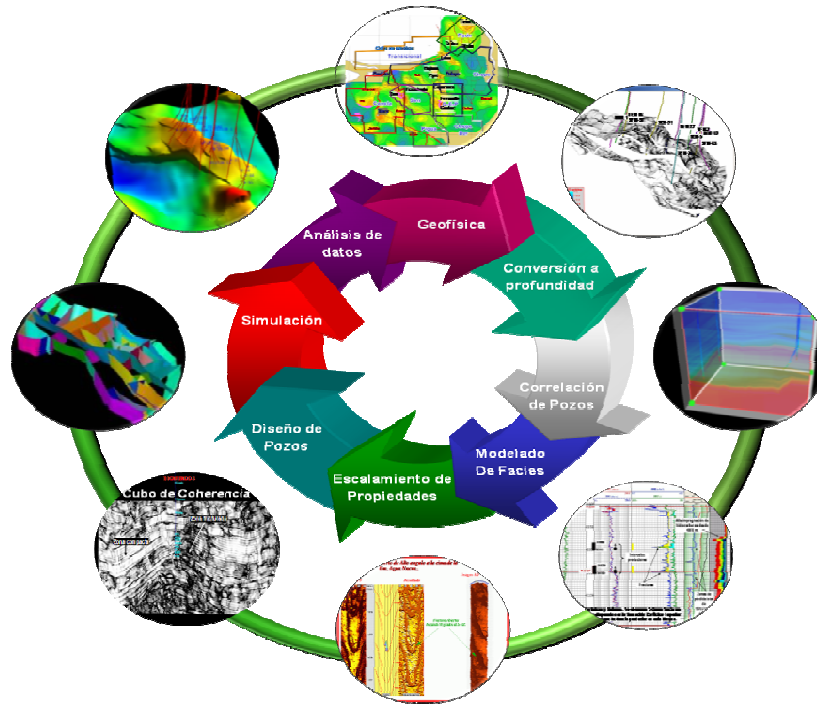
Adicionalmente, la Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite en el yacimiento, incluyendo las zonas desplazadas por el agua y gas. De manera adicional, en los yacimientos naturalmente fracturados, se deben discretizar los volúmenes de aceite, tanto en matriz, como en fractura.

- b) Con el fin de identificar o descartar, para todos los yacimientos del proyecto donde sea aplicable, los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada diferentes a la inyección de agua, y además, para tener bien caracterizado el comportamiento de

miscibilidad de los gases con los fluidos de este proyecto, la Comisión considera necesario que PEMEX realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore y caracterice el comportamiento de miscibilidad de los gases con los tipos de fluidos presentes en el proyecto.

- c) Para estar en posibilidad de generar modelos estáticos y dinámicos confiables, PEP deberá considerar que para los pozos nuevos y en los existentes, que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información para pruebas de laboratorio, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos. Figura 30.

Figura 30. Flujo de trabajo para la construcción del modelado geológico.



Fuente: PEP

- d) PEMEX debe contar con modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, así como contar con programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas es indispensable contar con un modelo de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados para la

evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique.

### ***Intervenciones a Pozos.***

Una de las actividades más importantes dentro del proyecto, es la relacionada con la intervención de pozos en cuanto a efectividad y oportunidad.

- a) La CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado y que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar para contar con una herramienta confiable en la toma de decisión sobre intervenciones futuras.
- b) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, el proyecto documentado debería contar con información sobre el proceso y criterios de selección en los que se basa para determinar su programa de reparaciones mayores y menores.
- c) La Comisión no cuenta con información respecto del procedimiento que sigue PEMEX para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada.

### ***Productividad de Pozos.***

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de la productividad de los pozos.

- a) PEMEX debe tener documentado el plan y programa de la producción de pozos a fin de contar con una herramienta de evaluación del desempeño del mismo.

- b) Debido a que las pruebas de presión-producción son importantes para mejorar el conocimiento geológico de las formaciones productoras y para los estudios de productividad (con los cuales se construyen modelos de yacimiento que sustenten pronósticos de producción confiables para cada campo), y a que la información dinámica resulta limitada para este proyecto, la Comisión recomienda que PEMEX cuente con un programa de toma de información óptimo para que, con un análisis que integre toda la información recabada, se reduzca la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos y se elaboren modelos estáticos y/o dinámicos que representen fielmente las características y el comportamiento de las formaciones productoras.
  
- c) Documentar los criterios de selección para los sistemas artificiales de producción a instalar en los pozos de estos campos.

### ***Instalaciones Superficiales.***

Relacionado con el abandono de instalaciones superficiales, para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

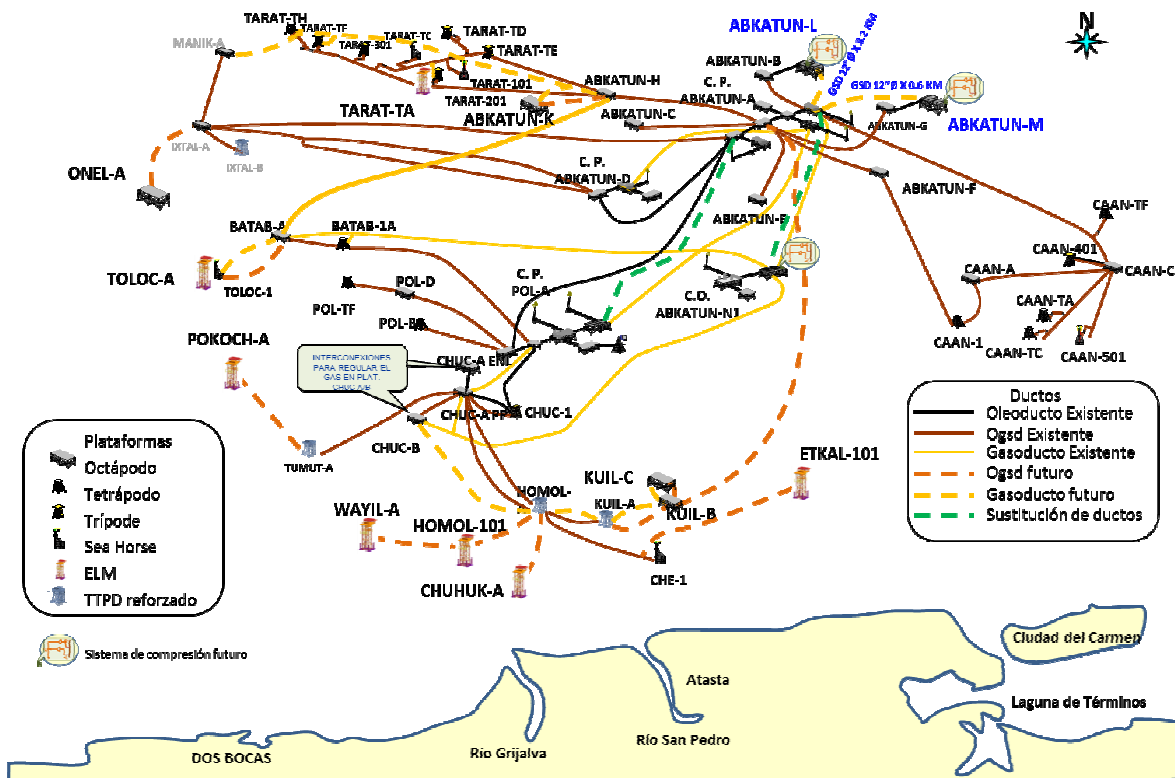
- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se evalúe la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada en los campos del proyecto, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
  
- b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

## Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción. La Figura 31 muestra un esquema de proceso de una batería de separación.

La CNH observa que PEP no documentó programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, lo que debe quedar considerado en la estrategia del mismo. Lo anterior, en virtud que de acuerdo con el perfil de producción, un aspecto importante es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

Figura 31. Infraestructura actual y futura de explotación del proyecto de explotación Chuc.



Fuente: PEP

## **Manejo y aprovechamiento de gas.**

- a) Debido a que la demanda de abastecimiento de gas en el país es un asunto prioritario, y a que la quema y venteo de gas tiene repercusiones ambientales, es importante cuidar que los volúmenes de gas producidos puedan ser manejados por las instalaciones actuales de modo que se mantenga en el mínimo permitido la quema y venteo de gas.
  
- b) La Comisión considera que es necesario que PEMEX lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, en relación con el cumplimiento a la *Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.*

## **Medición.**

Los comentarios que a continuación se presentan se realizan con base en la información del proyecto presentada por PEMEX, así como la relativa a los informes técnicos de medición remitidos por PEMEX mediante los oficios PEP-SDC-877-2012, PEP-SDC-905-2012 y PEP-SDC-953-2012.

- a) Con la información que menciona en el documento, PEMEX considera algunos elementos aislados que forman parte de una Administración General de los sistemas de medición, por ejemplo, en ninguna parte del documento se mencionan los niveles de incertidumbre con los que se cuentan en el proyecto.
  
- b) Otro aspecto importante a considerar es el relativo a los balances, considerando los diferentes elementos que lo sustentan como los son la producción, almacenamiento, empaque, mermas, etc. En este sentido, se deben realizar análisis y balances iniciales,

intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que impactan este balance derivado de la medición de los hidrocarburos.

- c) Asimismo, se debe definir en qué etapas (pozos, baterías, entrega-recepción) se contabiliza la producción de hidrocarburos del Activo y/o proyecto, y reportar de manera diaria y mensual al menos los siguientes parámetros: producción de aceite neta, bruta, contenido de agua, presión, temperatura.
- d) Con todo lo mencionado anteriormente se recomienda que PEMEX implemente un enfoque integral de Gestión y Gerencia de Medición involucrando elementos técnicos, económicos, humanos, materiales, entre otros, cuyo objetivo sea alcanzar que en el proyecto y su respectiva cadena de producción, se tengan sistemas de medición confiables y seguros que midan de manera automatizada y en tiempo real. Todo lo anterior con el objetivo de reducir la Incertidumbre en toda la cadena de medición teniendo en cuenta que la incertidumbre menor deberá estar en los puntos de venta y transferencia de custodia y que la incertidumbre mayor existe y que se puede reducir en los pozos y primeras etapas de separación.
- e) El objetivo del enfoque integral de Gestión y Gerencia de Medición que deberá ser plasmado en un Plan Estratégico de Medición, estructurando un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEMEX en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.
- f) Por último se hace el exhorto para que en el proyecto se tome en consideración la resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011 y los documentos internos de ese organismo relativo a diagnósticos metrológicos y las características de los que lo realizan.



## ***Etapas de perforación y diseño de pozo***

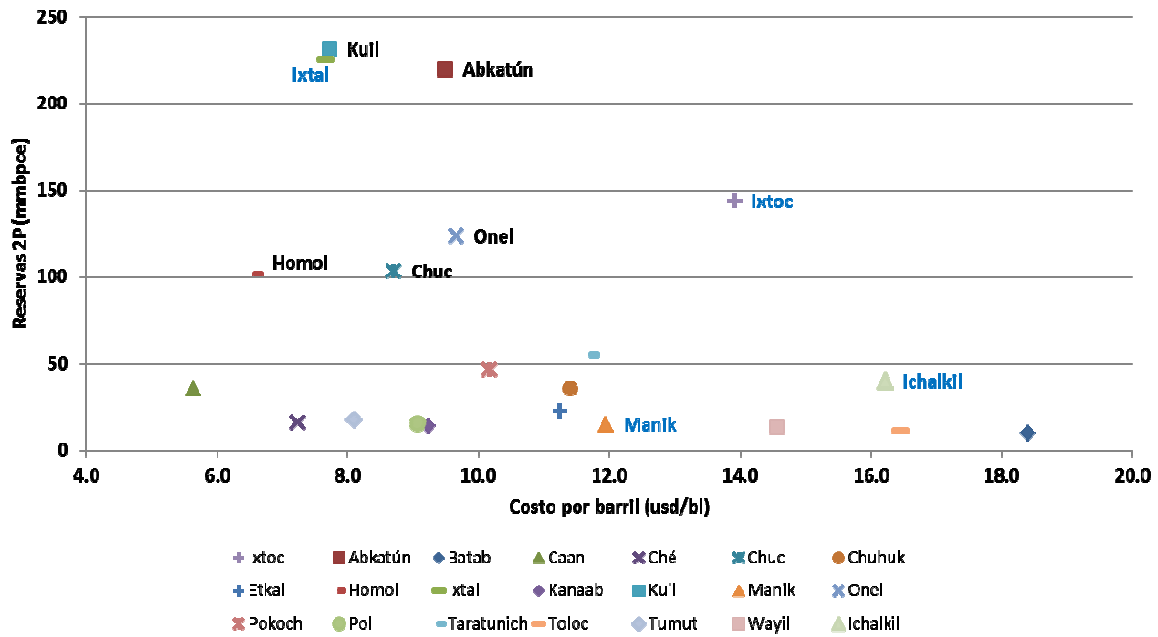
Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en yacimiento, columna geológica y pozos perforados (profundidad desarrollada, profundidad vertical, ángulo de inclinación, desplazamiento, asentamientos de tubería de revestimiento), propiedades de lodo de perforación, entre otras. Por lo anterior, la Comisión recomienda:

- a) Considerar el análisis de geopresiones, ventana operativa y profundidad de asentamientos con ayuda de los pozos de correlación que se tengan para cada campo.
- b) En lo que se refiere a las plataformas (octápodos y estructura ligera marina) contempladas para perforar los pozos del proyecto, se recomienda seleccionar los equipos de perforación con la mejor tecnología en función a las condiciones operativas y económicas esperadas.

## ***Costos de producción.***

El costo por barril o costo de producción es útil para realizar un comparativo técnico entre proyectos en la misma zona geográfica, y/o análogos de acuerdo a las características de los proyectos. En la Figura 32 se presentan los valores de los costos de producción a nivel de campo para el proyecto Chuc y algunos campos análogos con base en la información oficial de reservas al 1 de enero de 2013.

Figura 32. Costos por barril (usd/bl) a nivel campo del proyecto Chuc y campos análogos.



Campos Análogos: Ixtoc, Ichalkil, Ixtal, y Manik.

Campos con mayores reservas 2P del proyecto Chuc: Abkatún, Chuc, Homol, Kuil y Onel.

Los campos con mayor reserva 2P de petróleo crudo equivalente del proyecto (Abkatún, Chuc, Homol, Kuil y Onel), presentan costos por barril en el rango de 6 a 10 usd/bl, estos campos representan más del 70% de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente del proyecto Integral Chuc.

En cuanto a los campos análogos se puede observar que el campo Ixtal presenta un costo por barril de 7.7 usd/bl, menor a los demás campos análogos, que tienen mayores valores de costos por barril en un rango de 12 a 16 usd/bl; con respecto a los campos de mayor contribución de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente del proyecto Integral Chuc.

### **Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**

Un aspecto de importancia para los proyectos de explotación, es el relacionado con la recuperación secundaria y mejorada, por lo que a continuación se señalan algunas recomendaciones:

- a) Dada la alta heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en algunas áreas, es importante reducir la incertidumbre en el conocimiento geológico de las formaciones productoras. Adicionalmente a lo anterior, en la implementación de estos métodos como en el caso de la inyección de gas, y agua, se deben integrar las tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por los fluidos inyectados, evitar ritmos de inyección y producción por pozo que propicien la irrupción del fluido inyectado, y proponer mediante una administración de yacimientos óptima acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.
- b) Este proyecto considera actividades de recuperación secundaria y/o mejorada sólo en los campos Chuc y Abkatún, pero este proyecto también incluye campos de gas con condensado y de aceite pesado. En base a lo anterior PEMEX debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los yacimientos del proyecto donde apliquen. Además, también debe detallar el programa de implementación de técnicas de recuperación, donde se incluya en el programa las actividades principales a realizarse en cada campo del proyecto y las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento del proceso de recuperación a implementar.

### *iii. Aspectos Económicos*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la alternativa seleccionada. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Chuc es rentable o no lo es, y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Para la alternativa seleccionada se estimó el régimen fiscal según lo publicado en la Ley Federal de Derechos para Hidrocarburos, considerando los derechos correspondientes; finalmente, se determina la rentabilidad del proyecto y si éste debe continuar o replantear su desarrollo.

Los supuestos económicos-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo igual a 90.6 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 6.4 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- El factor utilizado para convertir a barriles de petróleo crudo equivalente fue de 5,000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.

Para calcular el régimen fiscal se supone lo siguiente:

- A partir del 2012 entra en vigor el derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Derecho CNH).
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria).
- Se considera el costo técnico (cost-cap) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre producción y desarrollo.

En la Tabla 13 se muestran los principales indicadores económicos de la alternativa elegida antes y después de impuestos.

Tabla 13. Indicadores económicos.

<b>Indicadores económicos</b>	<b>VPN (mmpesos)</b>	<b>VPI (mmpesos)</b>	<b>VPN/VPI (peso/peso)</b>	<b>B/C (peso/peso)</b>	<b>VPN/VP egresos (peso/peso)</b>
Antes de impuestos	402,186	86,044	4.67	4.86	3.86
Después de impuestos	57,837	86,044	0.67	1.13	0.13

Fuente: CNH con datos de PEP

Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos, situación que fue verificada por esta Comisión.

### ***Análisis de sensibilidad y riesgo.***

Se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar variaciones en las siguientes variables sobre el VPN: Precio del aceite, producción de hidrocarburos y costos totales.

La Tabla 14 muestra los cambios porcentuales en las variables analizadas que hacen que el VPN del proyecto sea igual a cero; esto es, cambios capaces de afectar la rentabilidad del proyecto.

Tabla 14. Análisis de sensibilidad

	<b>Precio del aceite</b>	<b>Producción</b>	<b>Costo total</b>
<b>Antes de impuestos</b>	-90 %	-79 %	386 %
<b>Después de impuestos</b>	-51 %	-36 %	55 %

Fuente: CNH con datos de PEP

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

- El precio del aceite cae en 51% (44.6 USD/b).
- La producción de hidrocarburos se contrae en 36% (-321 mmbpce).
- Los costos totales aumentan 55% (94,571 mmpesos).

En función de los análisis anteriores, esta Comisión concluye:

- a) Con base en la información presentada por PEMEX, la mejor opción para desarrollar es la Alternativa 1, ya que es el escenario más rentable y presenta la mejor relación VPN/VPI y cociente beneficio/costo.
- b) PEMEX deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo antes y después de impuestos, a partir del año 2034. Por lo que esta Comisión recomienda que los planes de abandono de campos sean adelantados u optimizados para mejorar la rentabilidad del proyecto y sobre todo para evitar problemas de seguridad industrial y de protección ambiental.
- c) Después de impuestos, el Proyecto dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- El precio del aceite se reduce en 51%.
  - La producción de hidrocarburos se contrae en 36%.
  - Los costos totales aumentan 55%.
- d) En el proyecto de explotación Chuc existen diferencias importantes en montos de inversión, y gasto operativo con respecto de Reservas 2012, por lo anterior, es conveniente que PEP explique y/o justifique a la Comisión su origen.
- e) El *government take*<sup>2</sup> en valor presente del proyecto es de 75%, es decir, el Gobierno Federal recauda tres cuartas partes de los ingresos netos del proyecto.

#### ***iv. Aspectos Ambientales***

De la información enviada por PEP, del proyecto de explotación Chuc, se señala que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en las siguientes autorizaciones ambientales:

---

<sup>2</sup> El *government take* se define como el cociente del valor presente de los impuestos entre el valor presente neto del proyecto; se estima antes de impuestos.

Tabla 15. Documentos de los resolutivos ambientales atribuidos al proyecto de explotación Chuc.

Documento	Fecha autorización
S.G.P.A./DGIRA/DIA-0894/03	06 de mayo de 2003
S.G.P.A./DGIRA/DEI-0200/03	19 de agosto de 2003
S.G.P.A./DGIRA/DEI-1595/04	05 de julio de 2004
S.G.P.A./DGIRA/DDT-0324/04	13 de julio de 2004
S.G.P.A./DGIRA/DDT-0497/05	29 de junio de 2005
S.G.P.A./DGIRA/DDT-1051/06	25 de mayo de 2006
S.G.P.A./DGIRA/DG-0083/07	19 de enero de 2007
S.G.P.A./DGIRA/DESEI-0628/07	20 de abril de 2007
S.G.P.A./DGIRA/DG-1617/07	07 de septiembre de 2007
S.G.P.A./DGIRA/DG-1618/07	07 de septiembre de 2007
S.G.P.A./DGIRA/DG-1929/08	25 de junio de 2008
S.G.P.A./DGIRA/DG-3747/08	12 de noviembre de 2008
S.G.P.A./DGIRA/DG-0064/09	14 de enero de 2009
S.G.P.A./DGIRA/DG-2301/09	07 de mayo de 2009
S.G.P.A./DGIRA/DG-4464/09	24 de julio de 2009
S.G.P.A./DGIRA/DG-2311/10	26 de marzo de 2010
S.G.P.A./DGIRA/DG-5075/10	27 de julio de 2010
S.G.P.A./DGIRA/DG-2188/11	01 de abril de 2011
S.G.P.A./DGIRA/DG-7191/11	20 de septiembre de 2011
S.G.P.A./DGIRA/DG-7840/11	12 de octubre de 2011

Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DEI/0200/03 del 19 de agosto de 2003, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich

Integral” por un periodo de 2 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y sus respectivas modificaciones y notificaciones:

1. Notificación del Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DEI-1595/04 emitido el 5 de julio de 2004 en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT se da por enterada del inicio de actividades de perforación del pozo Kanaab 125, perteneciente al proyecto en cita.
2. Modificación al alcance del Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DDT-0324/04 emitido el 13 de julio de 2004 en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza un cambio en las obras a realizar con la finalidad de obtener una recuperación a corto plazo del yacimiento.
3. Modificación al Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DDT/0497/05 emitido el 29 de junio de 2005 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:
  - En cuanto a modificaciones:
    - Delimitación del área del proyecto dentro de una poligonal de 2,759.7 km<sup>2</sup>.
    - Realización de obras de desarrollo y producción artificial en los campos Abkatún, Batab, Caan, Ché, Chuc, Chuhuk, Etkal, Homol, Kanaab, Pokoch, Taratunich, Toloc y Tumut.
    - Perforación de 5 pozos de desarrollo a partir de plataformas existentes.



- Cancelación de instalación de tres trípodes para los puentes entre Abkatún-A y Abkatún-B, para utilizarlos en las plataformas Etkal-1, Etkal-101 y Chuhuk-A.
- Conversión de pozos al sistema de bombeo neumático e instalación e anillo de transporte de gas.
- Mantenimiento de 21 pozos de desarrollo para implementar el sistema de bombeo.
- En cuanto a obras nuevas:
  - Ocho plataformas para la perforación de 16 pozos de desarrollo.
  - Un gasoducto.
  - Siete oleogasoductos.

4. Modificación al Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-0083/07 con fecha de emisión de 19 de enero de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

- Reubicación de la perforación de los pozos Ché -2 y Ché-3 autorizados para la plataforma Ché-A e incluirlos como actividades a realizar para la plataforma de perforación Caan-A.
- Rectificación del nombre de la plataforma Ché-A por el de Ché-I.
- Rectificación de la denominación del Pozo Homol-2, por la de Homol-3.
- Perforación de dos pozos de producción, a partir de la plataforma existente Caan-A.

5. Modificación al Proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DESEI-0628/07 emitido el 20 de abril de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza la siguiente actividad:

- Instalación de un Ducto: Homol-A/Chuc-A.
6. Modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-1617/07 emitido el 7 de septiembre de 2007 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:
- i. Instalación de una Plataforma: Onel-A.
  - ii. Instalación de 2 Ductos: Onel-A/Batab-A, Homol-A/Chuc-A.
  - iii. Perforación de 2 pozos en la plataforma Onel-A.
7. Modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-2371/09 emitido el 11 de mayo de 2009 ,por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT no emite el dictamen correspondiente a la solicitud de PEMEX, puesto que una vez revisada y analizada la petición, se realiza la solicitud de información complementaria para contar con los elementos suficientes que permitan valorar dicha petición. Asimismo, se le otorga a PEMEX un plazo de treinta días contados a partir de la fecha de recepción del resolutivo para presentar la información requerida.
8. Modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-4464/09 emitido el 24 de julio de 2009 y vigente hasta el 15 de mayo de 2028, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:
- Instalación de 3 Plataformas: Kuil-A, Homol-101 y Wayil-1.

- Instalación de 5 Ductos: Kuil-A/Homol-A, Onel-A/Ixtal-A, Wayil-1/Homol-101, Homol-101/Homol-A y Homol-A/Kuil-A.
- Perforación de 51 pozos: 9 para Kuil, 9 para Onel, 6 para Chuhuk, 3 para Homol-101, 3 para Wayil-1, 3 para Etkal-101, 3 para Etkal-1, 3 para Pokoch-1, 6 para Tumut-A y 6 para Homol-A, a julio de 2010 se ha perforado 1 pozo en el campo Tumut.

Cabe resaltar que esta modificación es la aprobación de la petición del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2371/09, la cual fue prorrogada por requerimientos de información.

9. Modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-2311/10 emitido el 26 de marzo de 2010, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza las siguientes actividades:

- Realizar la instalación de 1 plataforma nueva no tripulada, Kuil-B, con capacidad para soportar hasta 12 pozos productores.
- Llevar a cabo la perforación de 9 pozos de producción nuevos, en la plataforma nueva que será instalada.
- Instalar y operar 3 gasoductos de Homol-A a Kuil-B, de Homol-A a Chuc-A y de Chuc-B a Homol-A, y 1 oleogasoducto de Plataforma Kuil-B hacia Homol-A, en varios diámetros que abarcarán un total de 43 kilómetros de longitud.
- Cancelación a la obra Plataforma Etkal-1.
- Modificar la longitud y destino del ducto Etkal-101 a Etkal-1.

10. Modificación al “Manifiesto de Impacto Ambiental Modalidad Regional para las Obras de los Proyectos: Abkatún Integral, Caan Integral, Kanaab Integral y Taratunich Integral” con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-5075/10 emitido el 27 de julio de 2010, por el cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT autoriza la modificación del punto 2 del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-2311/10 en donde se

solicita llevar a cabo la perforación de 9 pozos de producción nuevos a 12 pozos de producción nuevos, agregándole 3 pozos a los solicitado previamente.

Se argumenta que “con la con la finalidad de optimizar la producción y cumplir con los compromisos nacionales e internacionales, se solicitó a la SEMARNAT la anuencia para aumentar el número de plataformas, pozos y ductos para nuevos campos de desarrollo; en consecuencia, en el desarrollo del Proyecto Integral Chuc, se ha solicitado a la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, la modificación de las resoluciones otorgadas al proyecto antes mencionado”.

Por lo anterior, el Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-7191/11 emitido por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA), de fecha 20 de septiembre de 2011, considera las siguientes actividades estratégicas del proyecto:

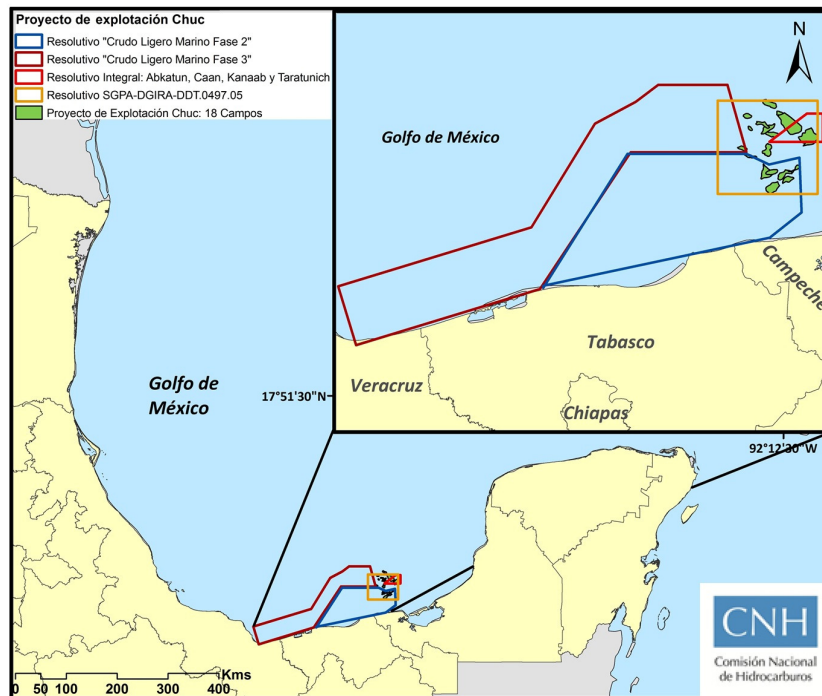
- Instalación de 4 Plataformas: (Kuil - A Adosada, Kuil - B, Abkatún - K, Chuc - B Adosada).
- Perforación de 36 pozos (6 en Kuil - A Adosada, 18 en Kuil - B, 9 en Abkatún - K, 3 en Chuc - B Adosada).
- Oleogasoducto de 8” x 2.6 km. de Abkatún - H a Abkatún - K.
- Instalación de 2 Equipos: (Endulzadora de gas amargo/ compresor de gas dulce).
- Modificación de obra autorizada Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DDT-0497/05: (Plataforma Etkal-101, plataforma Pokoch - A).
- Modificación de obra autorizada Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-0083/07: (Plataforma Pokoch - A).
- Modificación de obra autorizada Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-4464/09: (Plataforma Wayil-A, ducto Chuhuk - A – Homol - A).
- Modificación de obra autorizada Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-2188/11: (Plataforma Kuil-B, ducto Pokoch - A – Tumut - A, ducto Wayil - A – Homol - 101).

Asimismo, en el dictamen resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-7840/11 de fecha 12 de diciembre de 2011, se autoriza las siguientes actividades:

- Correcciones del resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-7191/11: (Longitud del ducto Kuil - A – Kuil - B).
- Correcciones del resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-7191/11: (Longitud del ducto Chuhuk - A – Homol - A).
- Correcciones del resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG-7191/11: (Longitud del ducto Pokoch - A – Tumut - A).

La Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, ha dictaminado que las modificaciones anteriores se ubican dentro de un polígono autorizado en materia de Impacto y Riesgo Ambiental, estableciendo en los oficios resolutorios las correspondientes medidas de prevención y mitigación. La autoridad ambiental concluye que no afecta el contenido de la autorización otorgada a través del oficio resolutorio S.G.P.A./DGIRA/DEI-0200/03 del 19 de Agosto del 2003 y S.G.P.A./DGIRA/DIA-0894/03 del 6 de mayo del 2003.

Figura 33. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Chuc.



Fuente: CNH con datos de PEP

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 33, se observa que los Oficio Resolutivos mencionados con anterioridad y su respectivas modificaciones, el proyecto de explotación Integral Chuc, cuenta con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por PEMEX.

La Comisión recomienda que se gestionen todas las autorizaciones pertinentes para desarrollar en tiempo y forma la totalidad las obras que involucran en el área del proyecto; así mismo, se recomienda gestionar los permisos correspondientes toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades correspondientes al proyecto.

Es responsabilidad de PEP contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto de explotación Chuc.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.

- c) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en el futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.

- d) La Comisión recomienda que PEMEX, en la documentación que remita a la Comisión, entregue en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.

- e) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación Chuc, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por PEMEX una tabla que indique el grado de avance, en específico del proyecto, en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Chuc.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado con su respectiva modificación para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) PEMEX debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Chuc no han sido excedidas.
- h) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice la documentación con la que cuenta esta autoridad con respecto al proyecto.
- i) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, los oficios resolutivos resultan necesarios para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.
- j) Se recomienda a PEMEX que cumpla en tiempo y forma las condicionantes señaladas en los resolutivos correspondientes, por parte de la autoridad ambiental, lo anterior para que no haya retrasos en la ejecución del proyecto.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el proyecto de explotación Chuc cuenta parcialmente con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

### *f) Referencias técnicas conforme a las mejores prácticas*

#### ***Estado de los modelos de estimación de producción de los yacimientos.***

El proyecto de explotación Chuc administra 33 yacimientos dentro de 18 campos, siendo todos productores de aceite negro. En base a la información recibida con el oficio SPE-GRR-98/2013 de fecha 4 de julio de 2013, la Comisión analizó el estado de los modelos de estimación de producción de dichos yacimientos.

Los volúmenes de 19 yacimientos reportaron estar sustentados por modelos de curvas de declinación; los volúmenes de otros 10, con simulación numérica y curvas de declinación; finalmente, 4 yacimientos restantes no reportaron modelo.

Por otro lado, en el documento del proyecto recibido por la Comisión se reportó información actualizada de algunos yacimientos. PEMEX señala que se utilizaron modelos de simulación numérica, balance de materia y curvas de declinación.

En cuanto a los modelos de simulación numérica, en el documento se corroboró su aplicación para la estimación de perfiles de producción en los yacimientos BTP-K de Abkatún y de Chuc; adicionalmente se presentan las pruebas de simulación para Pol BP-KS y para Homol BP-KS, de los cuales se tenía conocimiento únicamente del uso de curvas de declinación.

Referente a los modelos de curvas de declinación y balance de materia, no existe prueba de que dichos modelos fueron aplicados para estimar pronósticos de producción; el documento presenta únicamente los modelos de simulación mencionados anteriormente.



La Tabla 16 y la Figura 34 presentan los modelos de estimación de producción para cada yacimiento.

Tabla 16. Modelos de estimación de producción por yacimiento.

Campo	Yacimiento	Tipo de fluido producido	Modelo de estimación (actualización jul-2013)
Abkatún	BTP-KS-KM-KI Centro	Aceite negro	Simulación Numérica
Abkatún	BTP-KS-KM-KI H	Aceite negro	Simulación Numérica
Caan	BTP-KS	Aceite negro	Simulación Numérica
Chuc	BP-KM-KI	Aceite negro	Simulación Numérica
Chuc	BP-KM-KI Oeste	Aceite negro	Simulación Numérica
Chuc	JSK	Aceite negro	Simulación Numérica
Kanaab	101-JSK	Aceite negro	Simulación Numérica
Kuil	K	Aceite volátil	Simulación Numérica
Taratunich	301-BTP-KS	Aceite negro	Simulación Numérica
Taratunich	301-JSK	Aceite negro	Simulación Numérica
Homol	BTP-KS	Aceite negro	Simulación Numérica *
Pol	BP-KS	Aceite negro	Simulación Numérica *
Abkatún	JSK	Aceite negro	Curvas de declinación
Batab	BP	Aceite negro	Curvas de declinación
Batab	JSK	Aceite negro	Curvas de declinación
Ché	BTP-KS	Gas y cond.	Curvas de declinación
Chuhuk	K	Aceite volátil	Curvas de declinación
Etkal	Brecha Etkal 1	Gas y cond.	Curvas de declinación
Etkal	Brecha Etkal 101	Gas y cond.	Curvas de declinación
Homol	JSK	Aceite volátil	Curvas de declinación
Kanaab	JSO	Gas y cond.	Curvas de declinación
Onel	K	Aceite negro	Curvas de declinación
Onel	JSK	Aceite volátil	Curvas de declinación
Pokoch	JSK	Aceite negro	Curvas de declinación
Taratunich	201 BTP-KS	Aceite negro	Curvas de declinación
Taratunich	201-JSK	Aceite negro	Curvas de declinación
Toloc	K	Aceite negro	Curvas de declinación

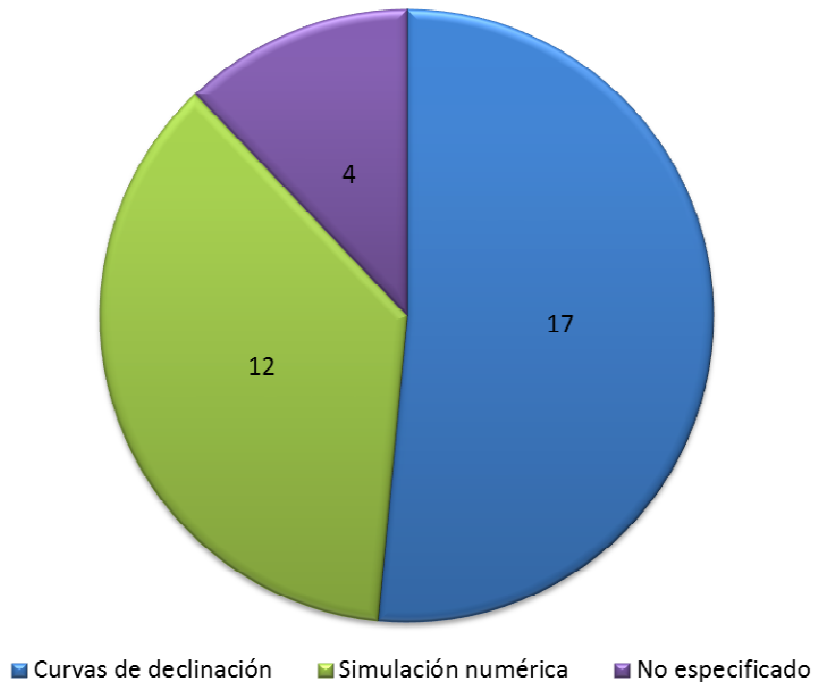
Tumut	JSK	Aceite negro	Curvas de declinación
Wayil	JSK	Aceite volátil	Curvas de declinación
Batab	JST	Aceite negro	No especificado
Taratunich	101-BTP-KS	Aceite negro	No especificado
Taratunich	101-JSK	Aceite negro	No especificado
Uchak	Terciario	Gas seco	No especificado

*Nota: Todos los yacimientos con simulación también poseen un modelo con curvas de declinación.*

*\*Modelo reportado en el DSD.*

Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 34. Comparación de los modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto Chuc



Fuente: CNH con datos de PEP

Con la actualización recibida en el DSD del proyecto, se tienen reportados 12 yacimientos con simulación numérica: Abkatún BTP-K-Centro, Abkatún BTP-K-H, Caan BTP-K, Chuc BTP-KS, Chuc BTP-KM-KI, Chuc JSK, Homol BTP-KS, Kanaab 101-JSK, Kuil K, Pol BT-KS, Taratunich 301-BTP-KS y Taratunich 301-JSK, todos productores de aceite negro a excepción de Kuil K, que es de aceite volátil.

Los modelos de simulación de los 5 yacimientos de la brecha del paleoceno y cretácico (BTP-KS) de los campos Abkatún (Centro y H), Pol y Chuc (son reportados en el DSD, así como sus principales características, por lo que analizando los datos de los yacimientos, se concluye que poseen la información adecuada para sus modelos.

Homol BTP-KS es un yacimiento reportado con un modelo de simulación de aceite negro; sin embargo, en el reporte de información del oficio SPE-GRR-98/2013 dicho yacimiento presenta carencias en cuanto a las componentes de su modelo estático y comportamiento de las curvas de permeabilidad y de presión capilar. Esta Comisión solicita se haga un reporte del estado actual del modelo estático del yacimiento, así como de las propiedades roca-fluidos utilizadas para desarrollar el modelo de simulación presentado en el DSD.

El yacimiento Caan BTP-KS, reportado como con un modelo de simulación composicional, reporta todas las propiedades y demás información necesaria para la construcción y aplicación de un modelo de simulación.

El otro yacimiento del campo Chuc es el que se encuentra en el jurásico (JSK), dicho yacimiento es reportado sin explotación ni producción. En la información reportada a la Comisión se dice que Chuc JSK cuenta con un modelo de simulación; sin embargo, no cuenta con un modelo estático integral, con un conocimiento del comportamiento de las propiedades de sus fluidos, ni con curvas de permeabilidad así como de presión capilar. La Comisión solicita que se reporte qué información fue la utilizada para desarrollar el modelo de simulación del yacimiento, así como las características principales del modelo.

El campo Taratunich posee 6 yacimientos, de los cuales 301-BTP-KS y 301-JSK son los yacimientos que poseen un modelo de simulación numérica. Verificándose la información recibida en el oficio SPE-GRR-98/2013 se concluyó que dichos yacimientos poseen la información adecuada para sus modelos.

En cuanto al yacimiento Kanaab 101-JSK, presenta carencias de información en el conocimiento de las propiedades roca-fluidos, tanto en curvas de permeabilidad como de presión capilar; debido a esto, la Comisión solicita que reporte que propiedades roca-fluidos fueron utilizadas para la construcción del modelo de simulación del yacimiento Kanaab 101-JSK.

El yacimiento Kuil K, es reportado como yacimiento nuevo, teniendo únicamente un pozo exploratorio, sin embargo se argumenta contar con un modelo de simulación composicional. Analizándose la información del yacimiento se encontró que no se reporta el conocimiento del comportamiento de la mayoría de las propiedades de los fluidos ni información respecto a curvas de permeabilidad ni de presión capilar; la Comisión solicita que se reporte que información fue utilizada para la construcción del modelo de simulación del yacimiento Kuil K, así como un reporte de los resultados obtenidos con la misma.

Con la actualización recibida en el DSD del proyecto, se cuentan con 17 yacimientos con volúmenes sustentados por curvas de declinación, de los cuales se tiene conocimiento de que 8 son por analogía con otro yacimiento. Dichos yacimientos con modelo análogo de curvas de declinación aún no se encuentra en explotación, información corroborada con el DSD3 enviado a la Comisión, así como por el proceso de reservas. De estos yacimientos Onel K, Pokoch JSK y Toloc K son yacimientos de aceite negro; Chuhuk K, Homol JSK, Onel JSK y Wayil JSK son yacimientos de aceite volátil; Kanaab JSO de gas y condensado. La Comisión recomienda mantener dichos modelos actualizados, continuando con su toma de información con el fin de que posean un modelo propio.

Los 9 yacimientos restantes con curvas de declinación son yacimientos de aceite negro (Abkatún JSK, Batab BP, Batab JSK, Taratunich 201-BTP-KS, Taratunich 201-JSK y Tumut JSK) y de gas y condensado (Ché BTP-KS, Etkal Área-1- y Etkal Área-101). De estos yacimientos mencionados, ambos de Etkal y Abkatún JSK aún no inician su explotación; sin embargo, ya poseen su propio modelo, la CNH solicita se aclare qué tipo de información fue utilizada para realizar dicho modelo de curvas de declinación, y de ser necesario, una actualización del mismo con toma de

información o analogía. El resto de los yacimientos con curvas de declinación cuenta con la información adecuada a su modelo.

### ***Análisis de reservas por modelo de estimación de producción.***

Los 33 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 388.3 mmb de reserva 1P de aceite; 784.5 mmb, de reserva 2P de aceite; y 840.9 mmb, de reserva 3P de aceite al 1 de enero de 2013. De estas cifras, 295.2 mmb, 543.1 mmb y 565.5 mmb de reserva 1P, 2P y 3P de aceite, respectivamente, los cuales están sustentados con modelo de simulación numérica. La Tabla 17 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

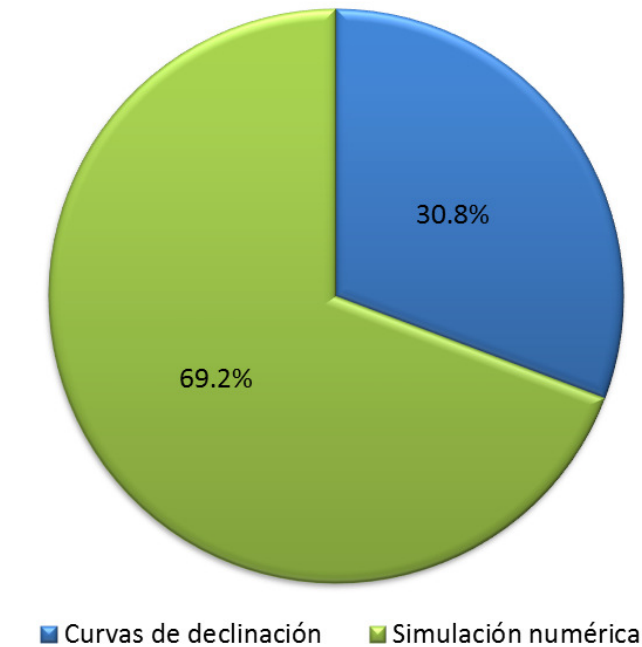
Tabla 17. Reserva remanente de aceite (mmb).

	1P	2P	3P
Curvas de declinación	93.1	241.4	275.4
Simulación numérica	295.2	543.1	565.5
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
Total	388.3	784.5	840.9

Fuente: CNH con datos de PEP

Como se observa en la tabla anterior, ninguno de los 4 yacimientos sin modelo posee evaluaciones de reserva de aceite. La Figura 35 presenta la reserva 2P para aceite calculada con los diferentes modelos.

Figura 35. Reserva remanente 2P de aceite calculada con los diferentes modelos de estimación.



Fuente: CNH con datos de PEP

Para el caso del gas, los 33 yacimientos del proyecto tienen una reserva total 1P de gas de 778.4 mmmpc; 1,542.1 mmmpc, de reserva 2P de gas; y 1,614.0 mmmpc, de reserva 3P de gas. De estas cifras, 519.3 mmmpc, 959.1 mmmpc y 993.1 mmmpc de reservas 1P, 2P y 3P de gas, respectivamente, están evaluados con simulación numérica. La Tabla 18 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

Tabla 18. Reserva remanente de gas natural (mmmpc).

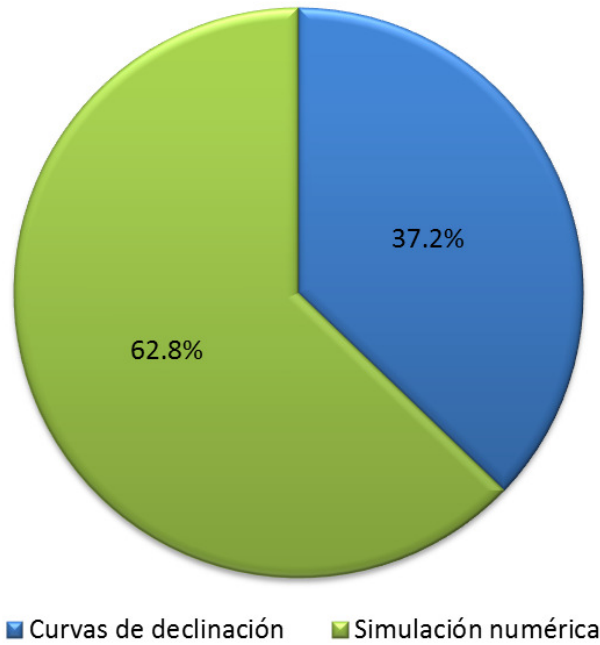
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	259.1	573.0	620.9
Simulación numérica	519.3	969.1	993.1
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>778.4</b>	<b>1,542.1</b>	<b>1,614.0</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento de la distribución de reservas de gas es un poco diferente a la del aceite dado que los yacimientos de gas se encuentran sustentados con curvas de declinación,

provocando que el porcentaje atribuido a simulación sea menor en el gas. La Figura 36 presenta la reserva 2P para gas calculada con los diferentes modelos.

Figura 36. Reserva remanente 2P de gas, calculada con los diferentes modelos de estimación.



Fuente: CNH con datos de PEP

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 33 yacimientos, 535.3 mmbpce son de reserva 1P, 1,076.2 mmbpce son de reserva 2P y 1,146.1 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, 394.0 mmbpce, 727.5 mmbpce y 754.3 mmbpce de reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente, están sustentados con un modelo de simulación numérica. La Tabla 19 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

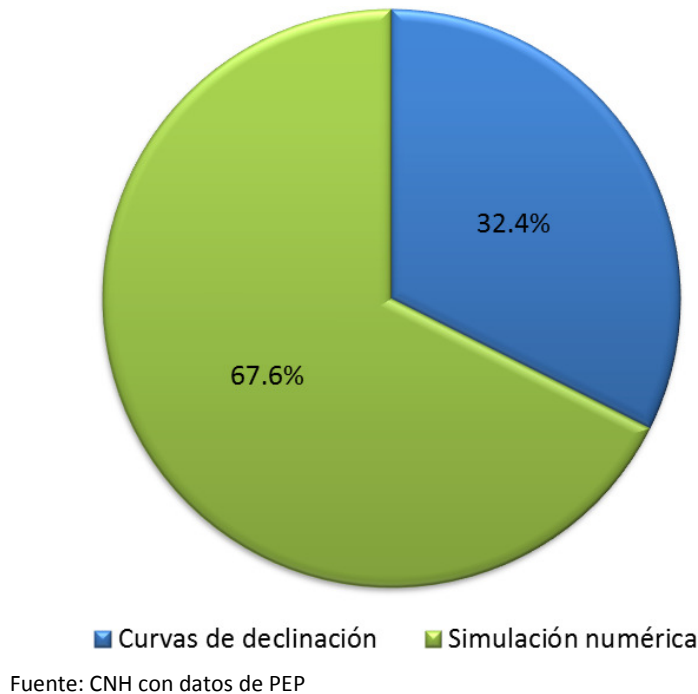
Tabla 19. Reserva remanente de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	1P	2P	3P
Curvas de declinación	141.3	348.7	391.8
Simulación numérica	394.0	727.5	754.3
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>535.3</b>	<b>1,076.2</b>	<b>1,146.1</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

La Figura 37, la cual muestra la reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente calculada con los diferentes modelos, presenta un comportamiento muy parecido al de aceite.

Figura 37. Reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente calculada con los diferentes modelos de estimación.



### ***Evolución de los modelos de estimación***

Los 17 yacimientos con modelo de curvas de declinación se encuentran en carbonatos con cierto nivel de dolomitización. De estos yacimientos, Batab BP, Batab JSK, Taratunich 201-BTP-KS y Taratunich 201-JSK son yacimientos que cuentan con gran cantidad de información técnica del mismo, la suficiente para poder evolucionar a un modelo de balance de materia y hasta uno de simulación; dichos yacimientos poseen un importante volumen remanente, por otro lado sus reservas remanentes son menores al 10% de dicho volumen. Es recomendación de esta Comisión que se realice una evaluación técnica para la aplicación de un modelo de simulación y algún proceso de recuperación secundaria o mejorada, con el fin de aprovechar el nivel de conocimiento de dichos yacimientos y optimizar el factor de recuperación de los mismos.



De los yacimientos restantes con curvas de declinación, únicamente Ché BTP-KS y Tumut JSK son yacimientos en actual explotación; sin embargo ninguno posee información respecto a su modelo estático, ni del comportamiento de las propiedades roca-fluidos; Ché BTP-KS reporta el conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas. En función del análisis anterior y con el fin de que dichos yacimientos optimicen su factor de recuperación, la Comisión recomienda que para dichos yacimientos se realice un programa de toma y actualización de información, y con ésto, evolucionar el modelo de estimación a un balance de materia, así como evaluar la factibilidad de llevarlos hasta un modelo de simulación numérica y realizar la toma de información necesaria para dicho análisis.

Los yacimientos Abkatún JSK, Chuhuk K, Homol JSK, Kanaab JSK, Pokoch JSK, Toloc K, Wayil JSK, ambos de Etkal y de Onel no poseen registros de producción, así como tampoco poseen información respecto a su modelo estático, ni comportamiento de las propiedades roca-fluidos. Por otro lado, algunos yacimientos reportan el conocimiento de ciertas propiedades de fluidos; sin embargo, ninguno posee las necesarias para poder evolucionar a su modelo de estimación.

Es recomendación de esta Comisión que realice un programa de toma de información, particularmente hablando del comportamiento de las propiedades de los fluidos, con el fin de que estos yacimientos puedan tener sus volúmenes de hidrocarburos sustentados por un modelo de balance de materia; asimismo, realizar una evaluación técnica de la factibilidad de aplicar a cada yacimiento un modelo de simulación numérica así como la toma de información necesaria para poder utilizar dicho modelo.

Finalmente, los yacimientos Batab JST, Taratunich 101-BTP-KS, Taratunich 101-JSK y Uchak Terciario son yacimientos sin modelo de estimación. Ambos yacimientos de Taratunich poseen tanto su modelo estático completo, como propiedades roca-fluidos y de los fluidos. En cuanto a Batab JST, el yacimiento posee cierta información respecto al comportamiento de las propiedades de los fluidos; sin embargo, carece del resto de la información.

Por último, el yacimiento de gas seco Uchak Terciario no posee información alguna, ni de su modelo estático, ni propiedades de fluidos ni roca-fluidos. En base a la información reportada, la Comisión recomienda que se realice una estimación de sus pronósticos de producción por medio de un modelo de balance de materia para cada yacimiento, apoyado por un modelo de curvas de declinación creado a partir de los historiales de producción que se vayan obteniendo.

Para el caso particular de Batab JST y Uchak Terciario, realizar un programa de toma de información faltante para la aplicación de dichos modelos; asimismo se recomienda realizar una evaluación de la factibilidad de la aplicación de un modelo de simulación numérica, específicamente en Taratunich 101-JSK, que cuenta con toda la información necesaria para la aplicación del modelo, el cual posee el mayor volumen remanente de hidrocarburos.

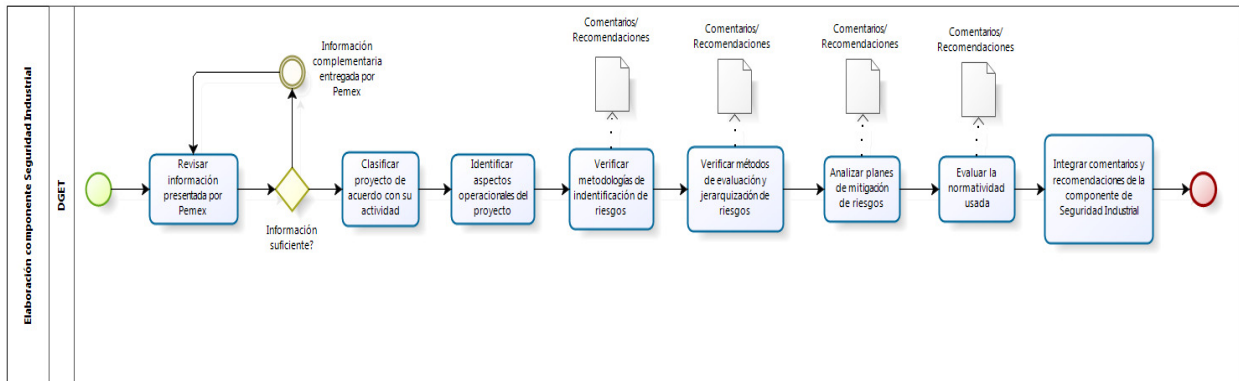
### *g) Condiciones necesarias de seguridad industrial*

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones correspondientes la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 22) para poder evaluar y emitir las recomendaciones en materia de seguridad industrial en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Tsimín-Xux, en este procedimiento y con base en el tipo de proyectos se lleva cabo las siguientes actividades:

1. Revisar la información proporcionada por PEMEX en sus proyectos hasta que la Comisión esté satisfecha con su cumplimiento de acuerdo a lo solicitado en los lineamientos vigentes.
2. Clasificar el proyecto de acuerdo a las instalaciones existentes y a su actividad física futura.
3. Identificar los aspectos operacionales del proyecto, es decir sólo enfocar los esfuerzos en la operación, mas no en el diseño o construcción de infraestructura. En este punto se debe contar con las anomalías en seguridad industrial que hayan detectado las compañías reaseguradoras, la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene en el Trabajo e incluso inspecciones internas de PEMEX.

4. Verificar las metodologías utilizadas para la identificación de riesgos (lista de verificación, Hazop, What if, etc.).
5. Verificar los métodos cualitativos y cuantitativos de evaluación de riesgos y su jerarquización.
6. Analizar los planes de mitigación de riesgos propuestos.
7. Evaluar la normatividad utilizada. Algunas para mitigación o prevención del riesgo.
8. Integrar los comentarios y/o recomendaciones que se vayan obteniendo en los puntos 4 al 7 anteriores e incluirlos al dictamen correspondiente.

Figura 38. Procedimiento Seguridad Industrial.



Fuente: CNH

Se recomienda que PEMEX observe la seguridad industrial en el proyecto en función a una administración integral de la seguridad considerando los siguientes elementos de la Figura 39.

Figura 39. Elementos a cuidar en la Seguridad Industrial.



Fuente: CNH

Conforme al análisis de la CNH y al proceso anteriormente mencionado, así como a la información solicitada por esta Comisión mediante Oficio D00.-SE.445/2013, relacionada con la Seguridad Industrial del Proyecto, así como la información recibida por parte del operador mediante el Oficio GEEC-235-2013, la Comisión recomienda lo siguiente:

- a) Con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos presentadas (Listas de Verificación, HAZOP) y de Evaluación de los Riesgos Identificados (FRR-Facility Risk Review, evaluación de Consecuencias, árboles de Fallas, análisis de capas de protección-LOPA), elaborando una lista de detección de anomalías, dando un seguimiento continuo a la atención de las mismas, así como revisando las métricas para su clasificación en función al área de trabajo y/o instalación, las cuales deben ser atendidas conforme a su frecuencia y severidad.
- b) Realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presenten los principales riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras nuevas.

- c) Proporcionar la normatividad complementaria o de soporte que determine las acciones a seguir en caso de presentarse alguna situación operativa o alguna eventualidad, todo en atención y seguimiento a la normatividad Oficial (NOM-028-STPS-2004) y a las Normativas de PEP en materia de aseguramiento de las instalaciones y aplicación de lo manifestado en el Sistema de Administración en Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX - SSPA) así como al “Procedimiento para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso (PG-SS-TC-003-2007)”.
- d) Definir un procedimiento o flujo esquemático que permita identificar la normativa a seguir dependiendo de la situación que se pueda presentar en el aspecto operativo y de seguridad.
- e) Tener planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros para las actividades mencionadas del proyecto. Así como contar con la suficiencia organizacional y coberturas financieras para prever situaciones contingentes.
- f) El personal de PEMEX, desde la creación del SIASPA y posteriormente el SSPA observa una cultura de seguridad, sin embargo las compañías de servicio que trabajan con PEMEX, en muchas ocasiones no tienen esa cultura implementada. Siendo así las compañías de servicio las que se encuentran en mayor situación de riesgo, tanto en etapas de instalación como de operación.
- g) En el caso de PEMEX, no se observa una uniformidad en el personal, en cuanto al conocimiento y aplicación de las medidas de seguridad en las instalaciones. Estando la seguridad, en su mayor parte enfocada en el equipo de protección personal y no en una administración general.

## 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, y:
- c. Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.

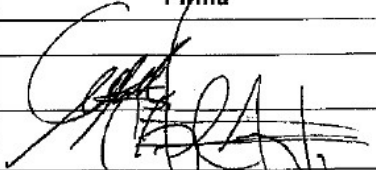
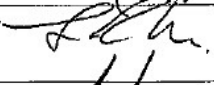
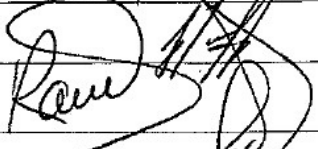

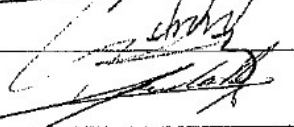
**Proyectos de explotación: Tsimin-Xux y Chuc**

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Petróleos Mexicanos, el 27 de mayo de 2013, se presentaron los proyectos Tsimin-Xux y Chuc para la acreditación de la etapa equivalente al FEL III, con base en los documentos soporte a la decisión DSD3 y el dictamen del tercero experto independiente, presentados por el Organismo, obteniéndose el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

Dado lo anterior y atendiendo a 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 PEMEX Exploración y Producción, el GTI acredita la etapa equivalente al FEL III de los proyectos Tsimin-Xux y Chuc.

	Nombre	Organismo	Firma
<b>Copresidentes</b>			
1.	Iván Hernández Gallegos	DCF	
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
<b>Vocales</b>			
3.	Luis Ramos Martínez (suplente) Gustavo Hernández García (titular)	PEP	
4.	Rafael García Jolly (suplente) Guillermo Ruiz Gutiérrez (titular)	PREF	
5.	Rodolfo Figueroa Alonso (titular)	PGPB	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
6.	Jaime Gabriel Toral y Garibay (suplente) Rafael Montanaro Sánchez (titular)	PPQ	
7.	Rafael Francisco Salgado Pérez (suplente) Mario Govea Soria (titular)	DCF	
8.	Luis Ángel Moreno Avendaño (suplente) Ernesto Ríos Patrón (titular)	DCO	
9.	Marco Aurelio Torres H (suplente) José Luis López Zamudio (titular)	DCA	
10.	Ruy Haroldo Girard Ruiz (suplente) Luis Fernando Betancourt Sánchez (titular)	DCO	
11.	César Andrés Conchello Brito	DG	

*M. J. J. J.*

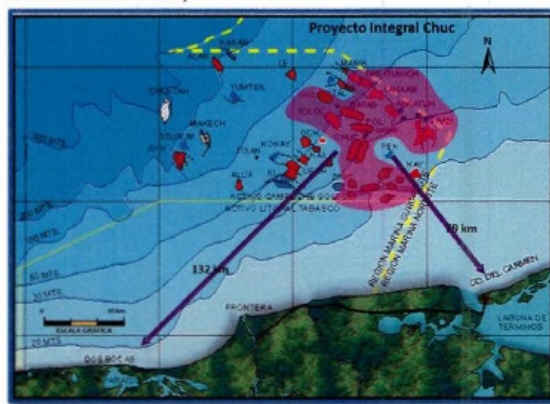
### 1. Antecedentes

El Proyecto Integral Chuc está conformado por 18 campos; de los cuales, 14 son de aceite ligero (Chuc, Caan, Homol, Abkatun, Taratunich, Pol, Kanaab, Batab, Tumut, Kuil, Onel, Chuhuk, Pokoch y Wayil); dos son de gas y condensado (Che y Etkal); uno es de gas seco (Uchak) y uno de aceite pesado (Toloc). Actualmente, los campos productores (Chuc, Caan, Homol, Abkatun, Taratunich, Pol, Kanaab, Batab, Tumut y Kuil), contribuyen con una producción de 165 MBD de aceite y 298 MMPCD de gas, esto es el 29% de la producción total de aceite de la SPRMSO.

Los primeros campos en explotación fueron Abkatun, Pol y Chuc, iniciando su producción en 1980, 1981 y 1982, respectivamente; estos son yacimientos naturalmente fracturados están constituidas por rocas calizas y dolomías, que se encuentran a profundidades de 3,000 a 4,500 mvbnm. Los principales mecanismos de producción que actúan en los yacimientos que se encuentran en explotación son: la expansión del sistema roca-fluidos, el empuje de acuifero y la energía del casquete de gas básicamente en el campo Caan.

### 2. Ubicación

Los campos que conforman el Proyecto Integral Chuc geográficamente se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 132 km al Noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en el Municipio de Paraíso Tabasco y a 79 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche; en tirantes de agua entre 19 y 75 m; con una extensión de 766 Km<sup>2</sup>.



### 3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 625 MMB de aceite y 1,127 MMMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 128,448 MMs y obtener una mayor rentabilidad económica. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 54 pozos de desarrollo, recuperación a producción de 4 pozos exploratorios, 38 reparaciones mayores, la construcción e instalación de 11 estructuras marinas y el tendido de 136 kilómetros de ductos. Además de las siguientes estrategias: Operación y mantenimiento de pozos e instalaciones, perforación de pozos intermedios, acelerar el desarrollo de ocho campos nuevos, Ampliación de la red de bombeo neumático (BN) a los campos Abkatun, Taratunich y Toloc y procesos de recuperación adicional de hidrocarburos por inyección de gas natural, en los campos Abkatun y Chuc.

Con la estrategia planteada anteriormente, el Proyecto Integral Chuc ampliará su monto y alcance, quedando conformado también por los campos de proyecto Integral Caan

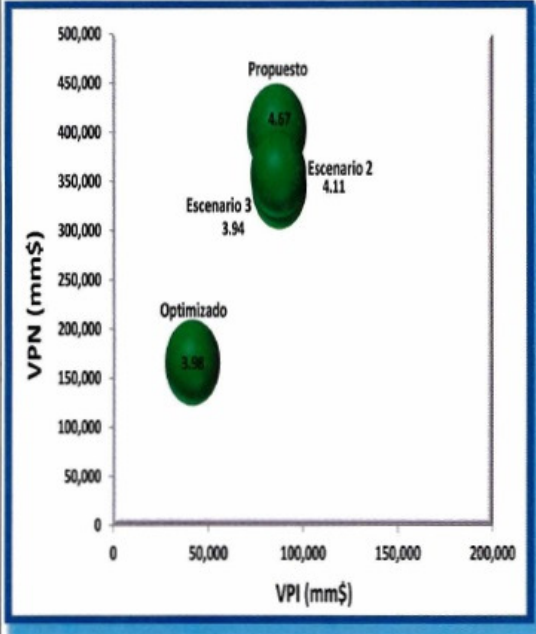
### 4. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas asociadas al proyecto son:

Reservas Remanentes						Factor de Recuperación de Aceite (%)		Factor de Recuperación de Gas (%)	
Aceite (MMB)			Gas (MMMPC)			@ 1/01/2012	Final@2038	@ 1/01/2012	Final@2038
1P	2P	3P	1P	2P	3P				
285	670	705	582	1,278	1,345	38	43	42	50



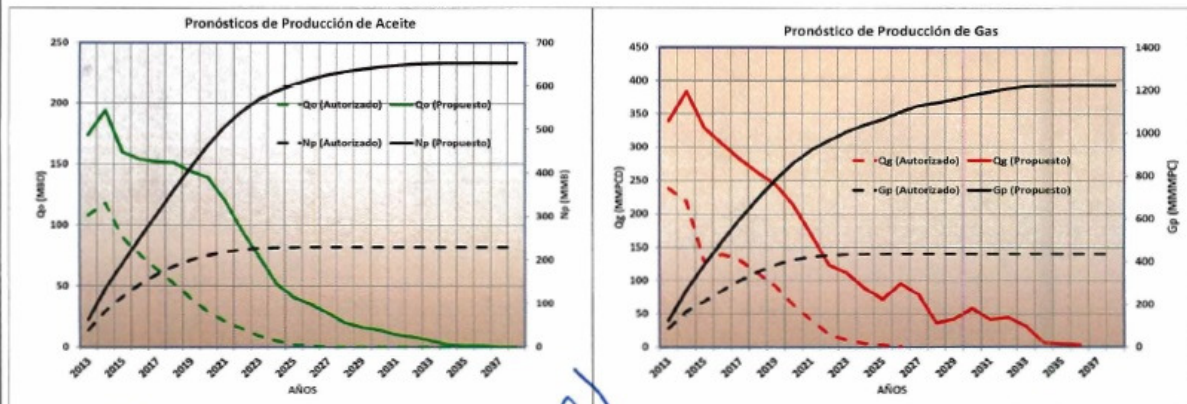
5. Evaluación y selección del escenario



- Escenario 0**
  - Contempla la perforación y terminación de 17 pozos de desarrollo.
  - 7 reparaciones mayores.
  - La construcción e instalación de dos estructuras marinas.
  - La construcción de 19.7 km de ductos.
- Escenario 1 (Escenario Propuesto)**
  - Describe la construcción de estructuras para perforación y recuperación de pozos de tipo: octápodo y estructuras aligeradas, considerando el desarrollo y la explotación de los campos: Homol, Tumut, Kulil, Onel, Chuhuk, Pokoch, Wayil y Etikal, así como el desarrollo adicional de los campos Abkatun, Taratunich, Kanaab, Chuc, Pol y Batab.
  - Los pozos a perforar son del tipo vertical y desviado.
  - Con respecto al campo Kulil, las plataformas Kulil-A y Kulil-B consideran la perforación simultánea de pozos con dos equipos de perforación y en la plataforma Kulil-C planea un desarrollo tradicional.
  - También se contempla un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos en los campos Abkatun y Chuc, ambos por inyección de gas natural.
  - Considera la perforación y terminación de 54 pozos de producción.
  - Conversión de 5 pozos inyectores, la recuperación de 4 pozos exploratorios, 38 reparaciones mayores, 2 conversiones a BN.
  - Construcción e instalación de 11 estructuras marinas, 21 ductos con una longitud total de 136 km, 3 endulzadoras y 6 compresores.
- Escenario 2**
  - Utiliza una estructura ligera marina (ELM) en lugar del octápodo Abkatun-K.
  - Se considera desarrollo adicional en los campos Che y Etikal.
  - Se cancela la construcción del gasoducto de BN en el campo Toloc, considerando la extracción de sus reservas mediante la energía propia del yacimiento.
  - Para el proceso de recuperación mejorada en el campo Abkatun se considera como fluido de inyección el nitrógeno.
  - Considera perforar 56 pozos, conversión de 7 pozos inyectores, la recuperación de 5 pozos exploratorios, 24 reparaciones mayores y 12 conversiones a BN.
  - La construcción e instalación de 9 estructuras marinas, 23 ductos con longitud total de 127 km, 3 endulzadoras y 2 compresores.
- Escenario 3**
  - Utiliza un tetrápodo reforzado en lugar de octápodo en el campo Onel, mayor número de pozos en el desarrollo adicional del campo Taratunich.
  - Se considera desarrollo adicional en el campo Che y Etikal, se cancela la construcción del gasoducto de BN en el campo Toloc, considera la extracción de las reservas mediante energía propia del yacimiento.
  - Para el proceso de recuperación adicional en el campo Abkatun se considera como fluido de inyección agua de mar.
  - Considera perforar 60 pozos, conversión de 6 pozos inyectores, la recuperación de 5 pozos exploratorios, 19 reparaciones mayores y 12 conversiones a bombeo neumático.
  - La construcción e instalación de 11 estructuras marinas, 23 ductos con una longitud total de 127 km, 3 endulzadoras y 2 compresores.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013-2027.



### 7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: No contar oportunamente con la ingeniería y bases técnicas terminadas para iniciar el proceso de contratación de obras (plataformas, ductos, etc.). (Remitir la ingeniería a APAPCH, efectuar el análisis de riesgo del proceso).
2. Técnico: No contar con las embarcaciones para el transporte e instalación de las estructuras, en la fecha programada. (El Activo solicita que para evitar un posible retraso en la instalación de las estructuras, se efectúe un contrato independiente de transporte e instalación para las estructuras.)
3. Técnico: Diseño inadecuado de terminación de pozos y acotamiento de la vida productiva de pozos en general. (Elaborar la ingeniería de detalle aplicando VCD de pozos y toma de información como son aforos representativos de manera cotidiana, pruebas de Presión-Producción de los pozos al menos 2 veces al año).
4. Ambiental: Daño a personas e instalaciones y afectación de la producción por fenómenos meteorológicos. (Mantener monitoreo continuo de condiciones meteorológicas para en caso necesario aplicar el plan de emergencias de huracanes).

### 8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

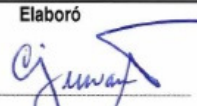
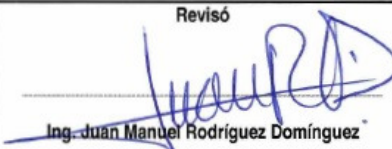

Actividad pozos	Proyecto Propuesto (2013-2027)	Obras Nuevas	Proyecto Propuesto (2013-2027)
Pozos Productores	54	Ductos	21
Conversiones de Pozos Inyectores	5	Estructuras marinas	11
Recuperar a producción pozos exploratorios	4	Endulzadoras	3
Reparaciones mayores	38	Compresores	6

### 9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos (2013-2027)	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPI (MM\$)	85,122	85,122
VPN (MM\$)	397,810	57,381
VPN/VPI (\$/\$)	4.67	0.67

### 10. Resultado del Dictamen

Con base en la información presentada durante la revisión del proyecto, la atención a las aportaciones que fueron documentadas por los Pares Técnicos y la GADTP, así como su incorporación y validación en el documento de soporte de decisión (DSD), el resultado del Dictamen del Proyecto Integral Chuc es: **APROBADO**.

<p>Elaboró</p>  <p>Ing. Juan Cuevas Soto</p>	<p>Revisó</p>  <p>Ing. Juan Manuel Rodríguez Domínguez</p>	<p>Autorizó</p>  <p>M. en I. Rubén Luján Salazar</p>
---	--	---

Para dar la opinión de la MIP, se realizó un comparativo de información general entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) de PEMEX y la información del proyecto enviado a esta Comisión para emitir el dictamen, Tabla 20.

Tabla 20. Comparativo entre las cédulas entregadas al GTI respecto al proyecto enviado.

	Unidades	PEMEX Cédula del dictamen Proyecto nuevo	CNH Proyecto DSD3 Presentado	Variación %
Inversión	mmpesos	128,448	137,193	6.4%
Gasto de Operación	mmpesos	ND	33,248	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	625	654	4.4%
Reservas a recupera Gas 2P	mmpc	1,127	1,223	7.9%
Horizonte		2013-2027	2013-2038	-
Pozos a perforar desarrollo	núm.	54	54	0.0%
Pozos a perforar inyectores	núm.	0	0	0.0%
Rep. Mayores	núm.	38	38	0.0%
Ductos	núm.	21	21	0.0%
VPN (antes impuestos)	mmpesos	397,810	402,186	1.1%
VPI (antes impuestos)	mmpesos	57,361	57,882	0.9%
VPN (después impuestos)	mmpesos	85,122	86,044	1.1%
VPI (después impuestos)	mmpesos	85,122	86,044	1.1%

Fuente: PEP

En general, se observan ligeras variaciones en las diferentes variables analizadas, como en la Inversión y en las Reservas. Mientras que en el proyecto entregado a esta Comisión se maneja hasta el 2038, el GTI se presenta hasta el 2027.

La opinión de esta Comisión es que si bien existe consistencia entre el proyecto presentado por PEMEX y las cédulas entregadas por el Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX, debe tener como dato informativo al gasto de operación.

## **VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa**

Para evaluar la eficiencia operativa, se presentan métricas del proyecto con base en lo que PEMEX presentó para inversiones, gastos de operación, metas físicas, entre otros. Por su parte, es conveniente que PEMEX proponga sus propias métricas para contar con mecanismos más completos para la evaluación de la eficiencia operativa.

## a) Propuesta de matriz de métricas para evaluar la eficiencia operativa

### PROYECTO DE EXPLOTACIÓN CHUC

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	(2018-2038)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	15,930	19,133	14,600	15,916	15,953	55,662	137,194	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	2,969	3,530	2,832	2,709	2,739	18,469	33,248	10
Qo Promedio.	(mbd)	173.6	194.3	159.8	154.0	152.5	-	654 (mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cdebido a la integración del proyecto de Caan dentro del proyecto de explotación Chuc	Tiene como objetivo recuperar las reservas remanentes 2P de 654 millones de barriles de aceite y 1,223 miles de millones de pies cúbicos de gas, correspondientes a 885 mmbpcpe, en el periodo 2013-2038 , con una inversión de 137,193 millones de pesos.								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	8	11	7	12	8	8	54	NA
Terminación.	(número)	8	11	7	12	8	8	54	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	13	3	1	5	7	9	38	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

\* Pemex: Falta definir por parte del operador

Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 10% en el total y de manera anual.

## IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó el análisis sobre el proyecto y observó que cuenta con elementos tecnológicos, ambientales y de seguridad industrial aceptados en la industria petrolera y que permitirán apoyar a la política energética y las finanzas del país, por lo que se dictaminó como Favorable.

Lo anterior, en virtud de que en la revisión del proyecto se verificó que tiene potencial para incrementar las reservas y el factor de recuperación, puede aprovechar la infraestructura actual, apoyando a la reducción de los costos de producción, utiliza tecnologías aceptadas de la industria, tiene oportunidad de obtener información para actualizar sus herramientas de decisión, identifica los riesgos principales y contempla acciones para mitigarlos, y se encuentra dentro de un marco aceptable de seguridad industrial y protección ambiental.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión observó algunos elementos del proyecto que se deben destacar, además de que considera necesario emitir diversas recomendaciones, no sólo para ser tomadas en cuenta por PEMEX para el mejor desarrollo y seguimiento del proyecto, sino también por la Secretaría de Energía en el marco de los procesos de su competencia, relativos a la aprobación de los proyectos principales, el otorgamiento, modificación o cancelación de asignaciones, así como la emisión de permisos de actividades petroleras. Cabe mencionar que el dictamen se refiere exclusivamente a la actividad de explotación manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Con base en las observaciones al proyecto que fueron detalladas en el presente dictamen, especialmente en el Capítulo VI, a continuación se emiten las siguientes recomendaciones:

### ***Estrategia de explotación***

1. Vigilar la administración de los yacimientos para explotarlos a un ritmo de producción óptimo. Asimismo, la Comisión considera necesario que se lleve a cabo un estricto

control en las producciones de gas y agua, ya que afecta la producción de los campos y existe el riesgo de afectación a las instalaciones y el medio ambiente.

2. Optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, a fin de reducir los costos y tiempos de forma eficiente, dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.
3. Revisar la estrategia de explotación de acuerdo a los volúmenes de reservas certificados.

### **Reservas**

4. Revisar y ajustar los pronósticos de producción conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas, a fin de disminuir las inconsistencias presentadas con respecto a los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto presentado a dictamen.
5. Integrar la información técnica de los yacimientos con los datos de reservas para que exista uniformidad en la información reportada a nivel yacimiento.

### **Geociencias**

6. Considerar la posibilidad de adquirir sísmica 4D en los campos que aplique, para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas.
7. Considerar la realización de estudios de saturación de aceite residual a fin de identificar zonas factibles a ser explotadas, ya sea por recuperación primaria (bloques aislados que no hayan sido identificados), secundaria o mejorada, para incrementar el factor de recuperación.
8. Realizar “Modelos de Fracturas” en los cuales se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los

campos, para tener un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimiento.

### ***Perforación***

9. Considerar el análisis de geopresiones, ventana operativa y profundidad de asentamientos con ayuda de los pozos de correlación que se tengan para cada campo.
  
10. En lo que se refiere a las plataformas (octápodos y estructura ligera marina) contempladas para perforar los pozos del proyecto, se recomienda seleccionar los equipos de perforación con la mejor tecnología en función a las condiciones operativas y económicas esperadas.

### ***Ingeniería de Yacimientos***

11. Jerarquizar y seleccionar las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías, mayor conocimiento del subsuelo, plan de desarrollo óptimo asociado a métodos de recuperación que permitan una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto. Lo anterior, en virtud de que los factores de recuperación del proyecto Chuc tienen oportunidad de ser incrementados.

Es importante tener en cuenta que los campos del proyecto que no cuentan con mecanismos de recuperación secundaria y/o mejorada presentan un área de oportunidad atractiva para la aplicación de dichos mecanismos y así poder incrementar el factor de recuperación, lo cual considera esta Comisión indispensable a lo largo de la ejecución del proyecto.

12. Es fundamental que se realice un análisis de campos análogos a nivel nacional e internacional, a fin de contar con un mejor sustento al momento de evaluar si se están llevando a cabo las mejores prácticas que incrementen el factor de recuperación final bajo un esquema de administración integral de yacimientos.



13. Se considera necesario que se desarrollen programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
14. Se recomienda analizar las características principales de los métodos y modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
15. Para yacimientos en litologías con altas heterogeneidades y en yacimientos al inicio de su explotación, la Comisión recomienda el uso de un modelo de balance de materia para la predicción de los pronósticos de producción y la realización de una evaluación de la factibilidad de que dichos yacimientos sustenten sus volúmenes con un modelo de simulación numérica.
16. Realizar análisis de estimaciones de perfiles de producción al menos por dos modelos de estimación diferentes, debido a que cada uno analiza diferente tipo de información y es aplicable para distintas características y tiempos de explotación; lo anterior, con el fin de ayudar en la toma de decisiones respecto a qué modelo utilizar y durante qué etapa productiva, y así reducir la incertidumbre en la estimación de los volúmenes a recuperar.
17. Contar con modelos de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gases miscibles en las formaciones productoras donde aplique.

En el caso de las formaciones naturalmente fracturadas, los modelos de simulación deben replicar fielmente el comportamiento de flujo en un yacimiento naturalmente fracturado.

### ***Aspectos económicos***

18. Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes y después de impuestos, a partir del año 2034. Esta Comisión recomienda que los planes de abandono de campos sean adelantados u optimizados para mejorar la rentabilidad del proyecto y sobre todo para evitar problemas de seguridad industrial y de protección ambiental.

### ***Instalaciones Superficiales***

19. Analizar la factibilidad de utilizar tecnologías de instalación de plataformas más modernas que permitan reducir los tiempos de instalación y adelantar la perforación de pozos y la producción de hidrocarburos

### ***Seguridad industrial***

20. Atender las anomalías que se detecte en materia de seguridad industrial, a fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.

21. Complementar la identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normatividad de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Asimismo, para la perforación de pozos, resulta importante que PEMEX cuente con un programa de identificación, evaluación, y mitigación, de riesgos, así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria.

22. Es necesario que se lleve a cabo una evaluación de los riesgos operativos orientada a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos, definiendo claramente el tipo de anomalía

(descripción) la prioridad asignada (alta, media o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

### ***Cumplimiento de Normativa***

23. La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto.
24. Es responsabilidad de PEMEX acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto, así como con sus respectivas actualizaciones, relacionadas con el área total del proyecto.
25. Que PEMEX solicite los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
26. Se deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

## X. Opinión a SENER

1. Se recomienda a la SENER considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, en los términos y condiciones de los títulos de asignación petrolera, así como en los permisos respectivos, a efecto de estar en posibilidad de revisar la evolución del proyecto.

Para lo anterior, se pone a disposición de la SENER la propuesta de métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, de forma que PEMEX entregue a la Secretaría y a la Comisión, un reporte periódico de dicho seguimiento, como lo señala el considerando anterior. Ello permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos que en su momento resulten aplicables, PEMEX deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la presente recomendación se emite sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. Tomar en consideración las observaciones y recomendaciones vertidas en el presente dictamen y, en todo caso, se sugiere que solicite a PEMEX un reporte semestral sobre las actividades y recomendaciones solicitadas por esta Comisión.
3. Solicitar a PEMEX que presente la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos relativos a los planes y programas relacionados con el proyecto.
4. Se considera importante que SENER requiera a Pemex que presente la nueva propuesta de desarrollo del proyecto para el caso de las actividades que se realicen en los campos

o bloques comprendidos en las asignaciones petroleras del proyecto de explotación Chuc que para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual; lo anterior, a efecto de que esta Comisión emita el dictamen correspondiente y en términos de los Lineamientos técnicos aplicables.

5. A fin de contar con un mejor control del proyecto, se sugiere requerir a PEMEX que informe, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.