

# Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino (Modificación Sustantiva)

MAYO 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 .....	12
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	14
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	16
<b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>18</b>
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	18
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL.....	18
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.....	34
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS.....	37
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	37
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	40
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS.....	40
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	43
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	52
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	54
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS .....	59
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	67
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>70</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>76</b>
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA .....	77
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>78</b>
<b>X. OPINIÓN A SENER .....</b>	<b>83</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 Crudo Ligerio Marino, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado una modificación sustantiva.

El proyecto de explotación Crudo Ligerio Marino, desarrollado por el Activo Litoral de Tabasco, integró los proyectos integral Crudo Ligerio Marino y de explotación Och-Uech-Kax, obedeciendo a su mayor rentabilidad respecto a la documentación como proyectos independientes, razón principal 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-665-2012 recibido en esta Comisión el 28 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite 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 D00.-SE.-794/2012, de fecha de 4 de diciembre de 2012, 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.
3. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
4. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.
5. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita una prórroga de 10 días hábiles para la entrega de información (solicitud

de suspensión de días hábiles), derivado del incidente ocurrido el 31 de enero de 2013 dentro de las instalaciones del Centro Administrativo de PEMEX.

6. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
7. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino.
8. Oficio D00.-SE.-169/2013, de fecha 26 de abril de 2013, mediante el cual la Comisión notifica la prórroga de oficio al plazo para la emisión de los dictámenes de los proyectos remitidos en el oficio SPE-665-2012.

### 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.*

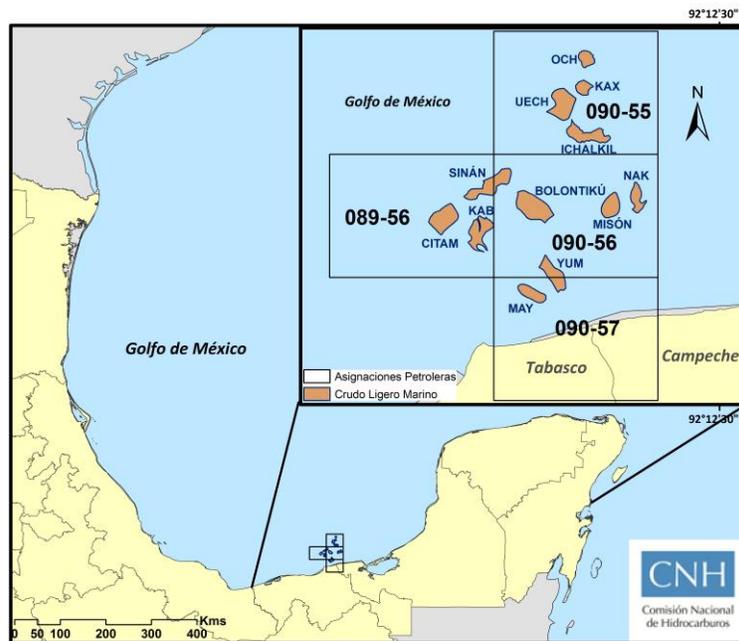
## IV. Elementos generales del proyecto

De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones respecto lo observado en la documentación presentada por PEMEX respecto de este proyecto.

### a) Ubicación.

El proyecto Crudo Ligero Marino se encuentra en la plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al Noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas, Tabasco. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto. El proyecto está formado por los campos: Sinan, May, Bolontiku, Kab, Yum, Citam, Mison, Nak, Ichalkil, Och, Uech y Kax.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino.



Fuente: CNH con datos de PEP.

## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Crudo Ligero Marino tienen como objetivo alcanzar una producción acumulada de 442 millones de barriles de aceite y 1,551 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2037, con una inversión de 124,238 millones de pesos.

## ***c) Alcance***

El proyecto de explotación Crudo Ligero Marino contempla perforar 31 pozos, y realizar 5 reparaciones mayores así como la implementación de procesos de recuperación secundaria por la inyección de gas y agua en el campo May, y la inyección de agua en el campo Bolontiku. También considera el empleo de sistemas artificiales de producción para los pozos del campo Ichalkil y el flujo natural para los demás campos.

Para el desarrollo del proyecto PEMEX analizó y evaluó 3 alternativas.

***Alternativa 1:*** *Contempla la perforación de 31 pozos de los cuales 6 son inyectores en los campos May y Bolontiku, 6 recuperaciones de pozos exploratorios y 5 reparaciones mayores, 9 plataformas, 1 árbol submarino y 12 ductos. Considera inyección de gas natural y agua en el campo May, la inyección de agua en el campo Bolontiku, la implementación de un sistema artificial tipo BEC en el campo Ichalkil y flujo natural en los demás campos.*

***Alternativa 2:*** *Contempla la perforación de 31 pozos de los cuales 6 son inyectores en los campos May y Bolontiku, 6 recuperaciones de pozos exploratorios y 5 reparaciones mayores, 9 plataformas, 1 árbol submarino y 12 ductos. Considera inyección de gas natural en el campo May, la implementación de un sistema artificial tipo BEC en el campo Ichalkil y flujo natural en los demás campos.*

***Alternativa 3:*** *Esta alternativa difiere de la alternativa 1 en cuanto a que se implementa la inyección de gas en el campo May y en los campo Och y Kax, la inyección de agua en el campo*

*Bolontiku, la implementación de un sistema artificial tipo BN para el campo Ichalkil y flujo natural en los demás campos del proyecto.*

Las tablas 1 y 2 muestran un resumen de las alternativas presentadas por PEMEX.

Tabla 1. Resumen de alternativas de explotación del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino.

Alternativa	I. Yacimiento					II. Diseño de Pozo			
	Formación	Tipo de Fluido	Recuperación	Proceso	Fluido de Inyección	Tipo de Pozo	Terminación		Reparación
							Pozo	Yacimiento	
Alternativa 1	Cretácico+Jurásico	Aceite+Gas condensado	Primaria+Secundaria	Inyección de Gas y Agua	Gas de Formación, agua de mar	Convencion al alto ángulo	Convencional	Agujero Descubierto +Liner	Reparación Mayor + Reparación Menor + Taponamientos
Alternativa 2	Cretácico+Jurásico	Aceite+Gas condensado	Primaria+Secundaria	Inyección de Gas	Gas de Formación	Convencion al alto ángulo	Convencional	Agujero Descubierto +Liner	Reparación Mayor + Reparación Menor + Taponamientos
Alternativa 3	Cretácico+Jurásico	Aceite+Gas condensado	Primaria+Secundaria	Inyección de Gas y Agua	Gas de Formación, agua de mar	Convencion al alto ángulo	Convencional	Agujero Descubierto +Liner	Reparación Mayor + Reparación Menor + Taponamientos

Fuente: PEP

Tabla 2. Resumen de alternativas de explotación del proyecto de explotación Crudo Ligeró Marino, continuación.

Alternativa	III. Productividad	IV. Instalaciones	
	Sistema de Producción	Adicionales	Planta de Inyección
Alternativa 1	BEC	Actual + Nueva + Adecuación	Gas + Agua
Alternativa 2	BEC	Actual + Nueva + Adecuación	Gas
Alternativa 3	BN	Actual + Nueva + Adecuación	Gas + Agua

Fuente: PEP

Las Tablas 3 presentan los indicadores económicos de las alternativas de explotación antes de impuestos en el horizonte de análisis, evaluados al año 2012 con una tasa de descuento del 12% anual.

Tabla 3. Indicadores económicos de las alternativas evaluadas, antes de impuestos.

Alternativa	VPN	VPI	VPN/VPI
1	350,909	76,507	4.59
2	338,376	73,667	4.59
3	343,514	80,248	4.28

Fuente: PEP

**Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 1** porque ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y el riesgo asociado, con un VPN de 350,909 millones de pesos y una relación VPN/VPI de 4.59.

En la Tabla 4 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 4. Producción de la alternativa seleccionada.

<b>Año</b>	<b>Aceite (mdb)</b>	<b>Gas (mmpcd)</b>
2013	196	631
2014	158	556
2015	137	497
2016	115	404
2017	100	333
2018	88	257
2019	82	261
2020	76	281
2021	67	249
2022	52	208
2023	44	195
2024-2037	7	29
<b>Acumulada (2013-2037)</b>	<b>442 mmb</b>	<b>1,551 mmpc</b>

Fuente: PEP

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

La inversión para el horizonte 2013-2037 en el proyecto es de 124,238 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 40,589 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

Tabla 5. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

<b>Año</b>	<b>Inversión Total</b>	<b>Inversión Estratégica</b>	<b>Inversión Operacional</b>	<b>Gastos de operación</b>
2013	14,449	8,848	5,601	3,227
2014	13,722	8,353	5,368	2,677
2015	12,404	6,435	5,969	2,262
2016	8,798	2,206	6,592	1,905
2017	15,121	8,484	6,637	1,580
2018	12,688	7,298	5,390	1,302
2019	9,179	3,511	5,669	3,456
2020	6,617	2,540	4,076	3,978
2021	6,690	2,110	4,581	3,846

2022	5,705	1,740	3,965	3,568
2023	3,248	335	2,912	3,413
2024-2037	15,617	865	14,752	9,377
<b>Total</b>	<b>124,238</b>	<b>52,725</b>	<b>71,513</b>	<b>40,589</b>

Fuente: PEP

La Tabla 6 muestra el detalle del nivel de inversiones de tipo estratégica y operacional para el proyecto en el periodo 2013-2037.

Tabla 6. Inversiones estratégicas y operacionales estimadas 2013-2037 (mmpesos).

Inversiones estratégicas		Inversiones operacionales	
Desarrollo de campos	24,390	Conservación de pozos	20,068
Estructuras marinas	6,823	Gestión de activos	15,310
Recuperación secundaria	5,679	Mantenimiento de instalaciones de producción	9,644
Ductos	5,227	Abandono de campos	7,699
Intervenciones mayores a pozos	3,630	Mantenimiento de estructuras marinas	6,789
Modernización y optimización de infraestructura	2,602	Mantenimiento de ductos	5,544
Instalaciones de producción	1,477	Mantenimiento de seguridad industrial	1,587
Infraestructura de equipos de perforación	937	Capacitación y actualización	1,111
Moder. Modif. y Sust. de instalaciones de producción	540	Seguridad industrial	995
Modernización de Infra. de equipos de perforación	471	Mantenimiento de infraestructura de equipos de perforación	886
Vehículos de transporte o de trabajo	220	Desarrollo tecnológico de explotación	693
Infraestructura de mobiliario y equipo de oficina	206	Mantenimiento de infraestructura de servicios generales	576
Sistemas artificiales de explotación	192	Protección ecológica	362
Infraestructura mayor de servicios generales	185	Apoyo a la comunidad	241
Moder. Modif. y Sust. de ductos	54	Mantenimiento de protección ambiental	9
Terminales	35		
Seguridad industrial estratégica	31		
Equipo de cómputo y periféricos	16		
Moder. Modif. y Sust. de edificios Admón. y bienes inmuebles	11		
Infraestructura de edificios administrativos	0		
	<b>52,725</b>		<b>71,513</b>

Fuente: PEP

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

En la Tabla 7 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012 para aceite y gas, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino.

Tabla 7. Volumen original y factores de recuperación.

Campos	Volumen original 3P		1P		2P		3P	
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Fro (%)	FRg (%)	Fro (%)	FRg (%)	Fro (%)	FRg (%)
Bolontikú	785.8	1,237.50	24	23	20	20	15	15
Citam	94.6	41.4	15	22	15	22	5	7
Ichalkil	571.1	637.1	0	0	0	0	0	0
Kab	965	1,413.30	7	6	3	3	1	1
Kax	194.7	438.1	28	25	28	25	28	25
May	436.2	2,530.70	23	22	21	21	19	19
Misión	126	106.8	0	0	0	0	0	0
Nak	27	110.3	0	0	0	0	0	0
Och	254.1	562.1	44	40	44	40	44	40
Sinán	982.1	2,015.50	24	22	20	19	15	16
Uech	267.4	548.8	39	42	39	42	39	42
Yum	59	218.9	13	10	13	10	9	8
Total	4,763.00	9,860.60						

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.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

Campo	2P	
	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
Bolontiku	79.74	123.03
Citam	2.09	0.92
Ichalkil	16.25	19.4
Kab	110.19	145.79
Kax	38.69	72.07
May	82.62	1002.6
Mison	9.9	7.37
Nak	2.3	9.09
Och	20.86	48.36
Sinan	105	205.64
Uech	22.25	42.02
Yum	9.36	41.68
<b>TOTAL</b>	<b>499.25</b>	<b>1717.97</b>

Fuente: PEP

## *f) Indicadores económicos*

Para el proyecto se usó un precio promedio de 94.48 dólares por barril para el aceite y 6.76 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2013-2037, el proyecto de explotación Crudo Ligero Marino requiere una inversión de 124,238 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 678,408 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 40,589 millones de pesos.

La Tabla 9 presenta los valores para la inversión y el gasto de operación del proyecto.

Tabla 9. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

<b>Año</b>	<b>Inversión Total</b>	<b>Inversión Estratégica</b>	<b>Inversión Operacional</b>	<b>Gastos de operación</b>
2013	14,449	8,848	5,601	3,227
2014	13,722	8,353	5,368	2,677
2015	12,404	6,435	5,969	2,262
2016	8,798	2,206	6,592	1,905
2017	15,121	8,484	6,637	1,580
2018	12,688	7,298	5,390	1,302
2019	9,179	3,511	5,669	3,456
2020	6,617	2,540	4,076	3,978
2021	6,690	2,110	4,581	3,846
2022	5,705	1,740	3,965	3,568
2023	3,248	335	2,912	3,413
2024-2037	15,617	865	14,752	9,377
<b>Total</b>	<b>124,238</b>	<b>52,725</b>	<b>71,513</b>	<b>40,589</b>

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Indicadores Económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	350,909	52,250	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	76,507	76,507	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	4.59	0.68	peso/pesos

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 350,909 millones de pesos y de 52,250 millones de pesos después de impuestos.

La Tabla 11 presenta un análisis de sensibilidad de las variables de mayor impacto.

Tabla 11. Análisis de sensibilidad para el proyecto Crudo Ligero Marino.

Concepto	VARIACIÓN %	
	Valor actual	Valor variado
Inversión :		459%
millones de pesos	124,238	694,070
Volumen :		(82%)
Aceite (mmb)	442	79
Gas (mmmpc)	1,551	278
Precio :		(78%)
Aceite (Dólares/bl)	94.48	20.44
Gas (Dólares/mpc)	6.76	1.46

Fuente: PEP

## 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 (85%)	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:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
<b>III. Introducción</b>		
Introducción:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
<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	
<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	
<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	
<b>XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)</b>		
a. Comportamiento del o los yacimientos:	Sí	
b. Comportamiento de los pozos:	Sí	
<b>XII. Productividad de pozos</b>		
a. Análisis de pozos:	Sí	
b. Monitoreo de pozos:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
<b>XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar</b>		
a. Aspectos técnicos:	Sí	
b. Justificación del mejor escenario integral de explotación:	Sí	
c. Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación:	Sí	
<b>XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación</b>		
Estrategia de administración del proyecto de explotación:	Sí	
<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	.
2. Desarrollo inicial:	Sí	
3. Plataforma de producción:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
4. Declinación:	Sí	
5. Abandono:	No	No se presenta programa de abandono de pozos ni su respectivo perfil de inversión.
6. Monitoreo de explotación del yacimiento:	Sí	
7. Tecnología a utilizar:	Sí	
<b>b. Ingeniería básica y de detalle de pozos</b>		
1. Programa direccional:	Sí	
2. Programa de fluidos:	Sí	
3. Programa tuberías de revestimiento y producción:	Sí	
4. Selección de cabezales y árboles:	Sí	
5. Programa de toma de información:	Sí	
6. Diseño de la terminación:	Sí	
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
8. Tiempos de perforación y terminación:	Sí	
9. Costos de perforación y terminación:	Sí	
<b>c. Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos</b>		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:	Sí	
<b>d. Ingeniería básica de instalaciones</b>		
1. Redes de recolección, distribución, inyección y transporte:	Sí	
2. Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas:	Sí	
3. Plantas auxiliares:	Sí	
4. Tratamiento y acondicionamiento de agua:	Sí	
5. Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega:	Sí	

6. Estimados de costos:	Sí	
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	No	No se presentan los riesgos ni el plan de manejo.
8. Automatización integral subsuelo superficie:	Sí	
<b>e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura</b>		
Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:	Sí	
<b>f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie</b>		
Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie:	Sí	
<b>g. Plan de mitigación de riesgos</b>		
Plan de mitigación de riesgos:	Sí	
<b>h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono</b>		
Plan de desincorporación de activos y/o abandono:	Sí	
<b>i. Planes detallados para la administración</b>		
Planes detallados para la administración:	Sí	
<b>j. Estimado de costos clase II</b>		
El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad:	Sí	
<b>k. Costos de inversión, operación y mantenimiento</b>		
Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
<b>l. Programa de erogaciones</b>		
1. Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
2. Programa de erogaciones:	Sí	
<b>m. Derechos</b>		
Derechos:	Sí	
<b>n. Guías para el control del proyecto</b>		
Guías para el control del proyecto:	Sí	
<b>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación</b>		
a. Estructura de precios:	Sí	
b. Consideraciones y premisas:	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	

e. Riesgos mayores y plan de manejo:	No	No se presentan los riesgos ni el plan de manejo.
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
<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	
c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
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	
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	
<b>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)</b>		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs):	Sí	
<b>XX. Administración del conocimiento</b>		
a. Lecciones aprendidas:	No	No se presentan lecciones aprendidas.
b. Mejores prácticas:	Sí	

c. Plan de brechas de competencias:	Sí	
-------------------------------------	----	--

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 2 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.

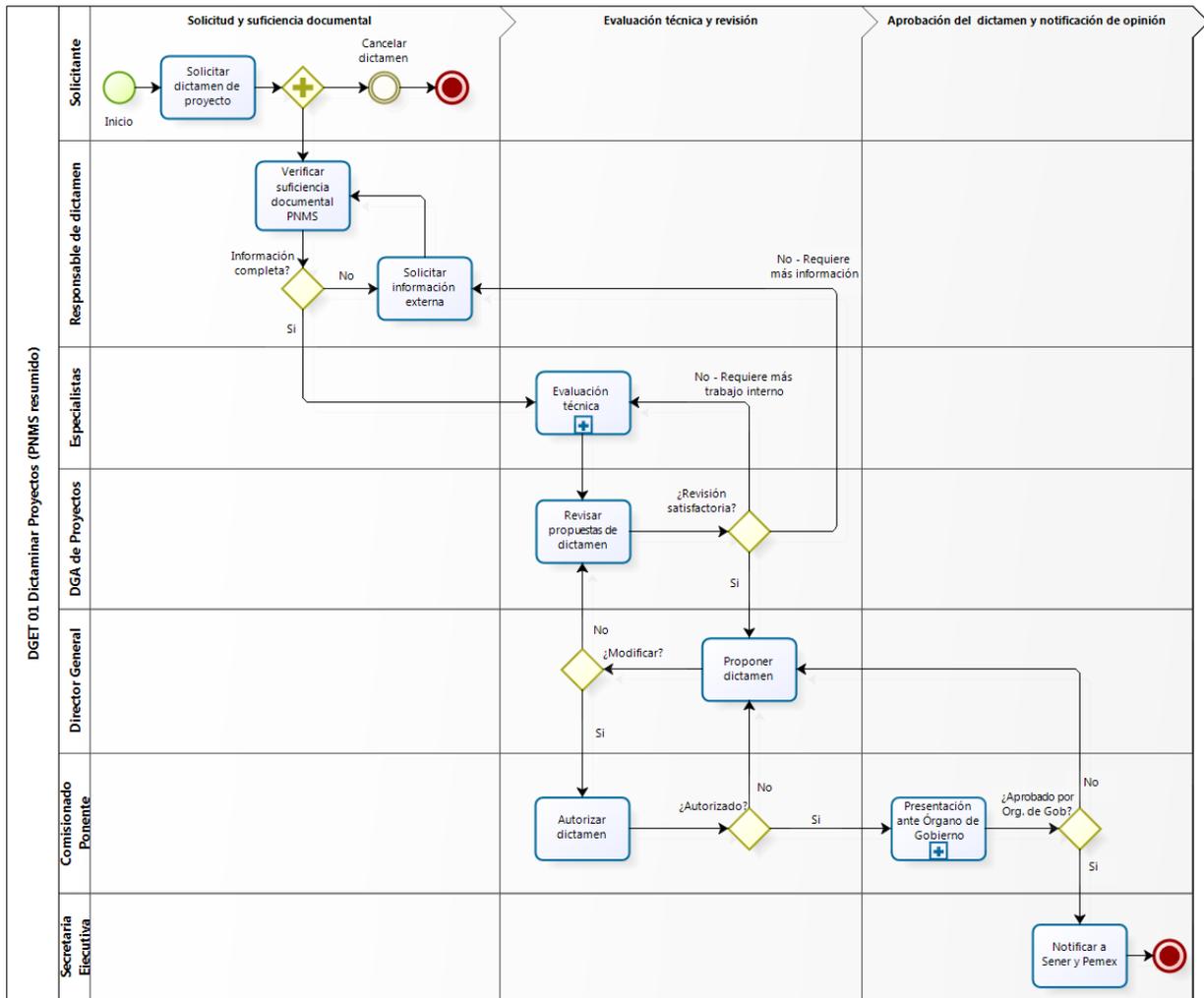
Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros 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 el Órgano de Gobierno 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 2. 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 Crudo Ligero Marino.

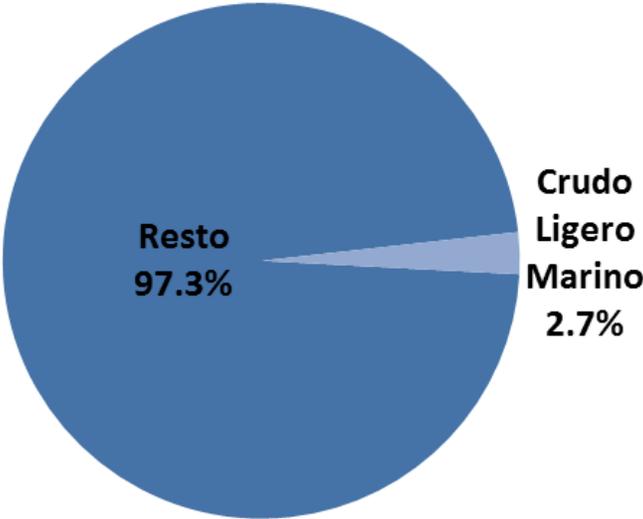
- i. Las reservas 2P del proyecto representan el 2.7% de las reservas totales de aceite y el 5% de las reservas totales de gas de la nación al 1 de enero de 2012. Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesto, 2013-2037, el volumen a recuperar de aceite representa el 2.4% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 4.5% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 12 y en las Figuras 3 a 6.

Tabla 12. Comparativo de la participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Crudo Ligero Marino en las reservas del país.

<b>Participación Nacional</b>	<b>Aceite</b>	<b>Gas</b>
Reservas Proyecto	2.7%	5.0%
Alternativa Propuesta	2.4%	4.5%

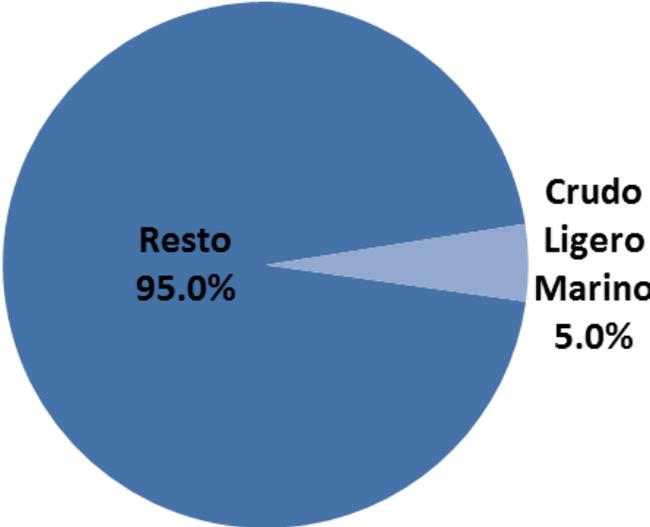
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 3. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Crudo Ligero Marino en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



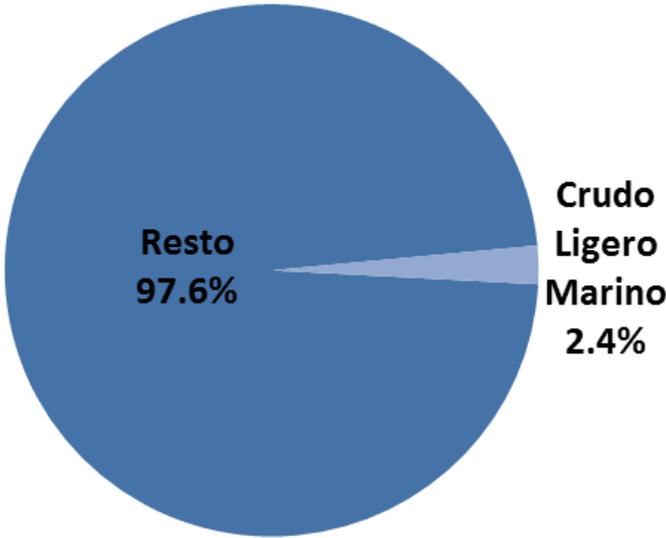
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 4. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Crudo Ligero Marino en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



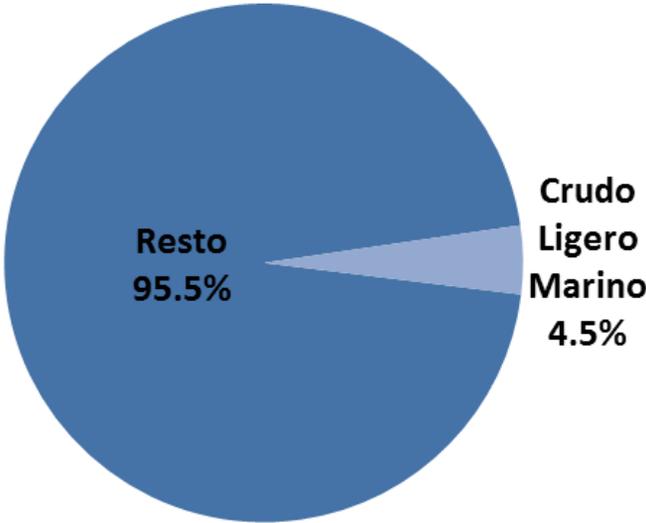
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 5. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Crudo Ligero Marino (2013-2037) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 6. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Crudo Ligero Marino (2013-2037) en las reservas de la nación.



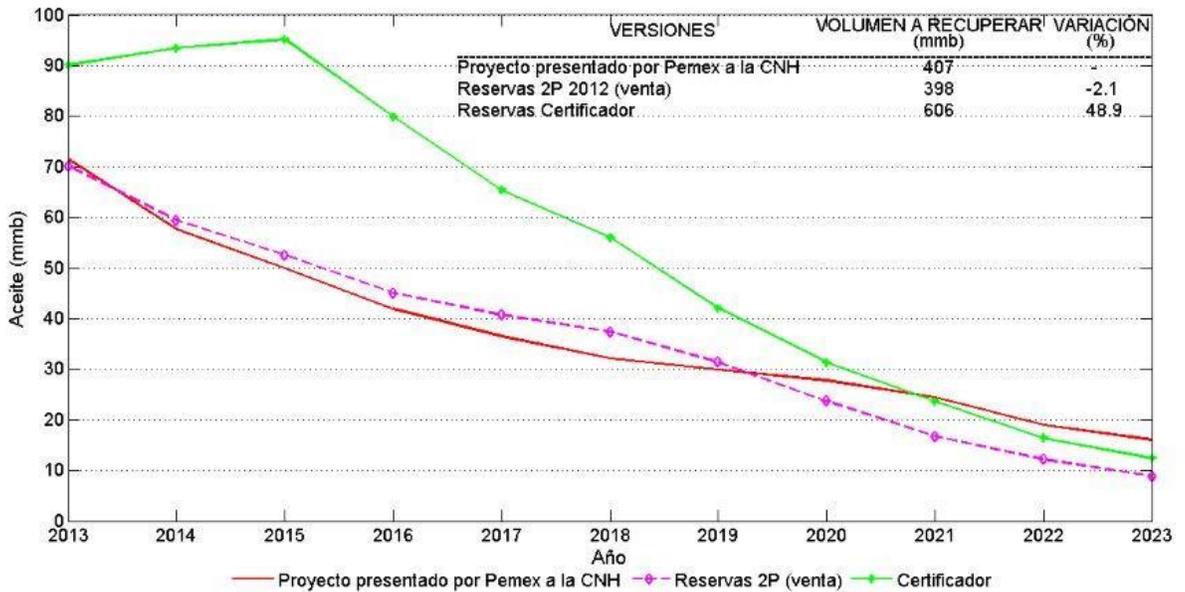
Fuente: CNH con datos de PEP

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 de la alternativa propuesta; sin embargo, las diferencias 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.

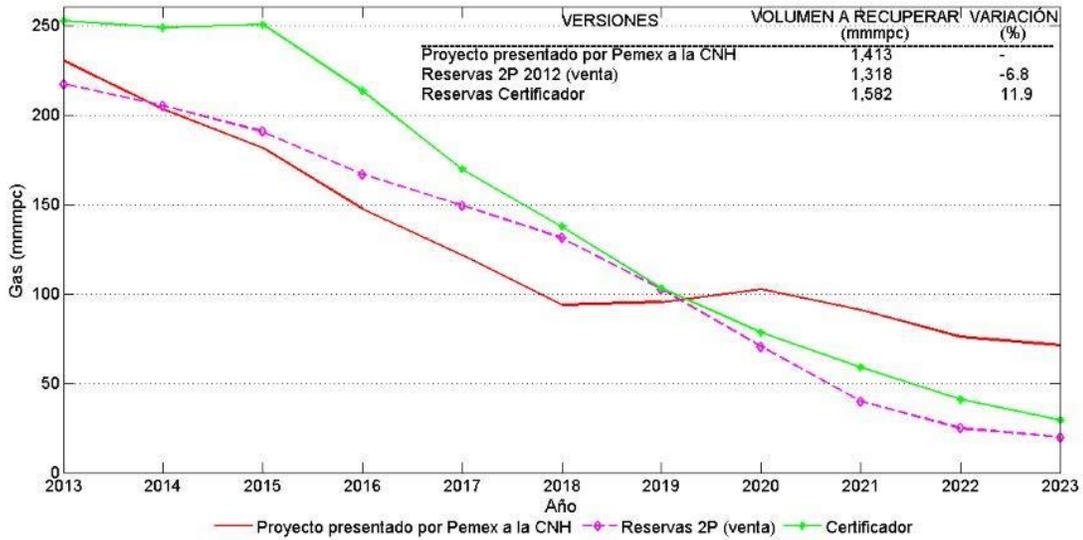
- ii. Debido a que los horizontes señalados en el documento del proyecto presentado a la Comisión son diferentes a los del proceso de reservas, se normalizaron los datos para el periodo 2013 - 2023 para hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 7) y gas (Figura 8).

Figura 7. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Crudo Ligero Marino.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 8. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Crudo Ligerio Marino.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta pocas diferencias respecto al perfil de reservas de aceite, en el periodo 2013 al 2019. Sin embargo, se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P; es recomendable disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros.

Por su parte, en la estimación de reservas de gas se considera el gas de venta<sup>1</sup>, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Al igual que en el aceite, existe poca diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de las reservas 2P. Sin embargo se observa una mayor diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P.

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.

<sup>1</sup> Gas de venta es el gas natural producido cuyo volumen es afectado por el encogimiento derivado de factores como el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera.

- iii. 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.
- iv. Pemex únicamente refiere un valor del volumen original. Al respecto la Comisión estima conveniente, tomando en cuenta la práctica internacional, que se debe realizar un análisis de riesgo y reducir la incertidumbre de los parámetros de mayor impacto mediante un análisis de sensibilidad que permita disminuir la incertidumbre del volumen original (cálculo probabilista).
- v. La Tabla 13 muestra el volumen original del proyecto, así como el volumen original de los campos que lo integran, sus reservas remanentes 2P para aceite y gas al 1 de enero de 2012 y la producción acumulada asociada a cada campo al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos.

Tabla 13. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

Proyecto	Volumen original 3P			Reserva remanente 2P			Producción acumulada al 1 de enero de 2012	
	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural
	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmmpc	mmbpce	mmb	mmmpc
Bolontikú	785.8	1,237.50	105.6	79.7	123.1	159.9	120.4	188.1
Citam	94.6	41.4	2.3	2.1	0.9	5.3	4.7	3.1
Ichalkil	571.1	637.1	20.6	16.2	19.4	0	0	0
Kab	965	1,413.30	140.8	110.2	145.9	18.3	14.5	18.2
Kax	194.7	438.1	55.2	38.8	73.5	78.7	55	106.2
May	436.2	2,530.70	293	82.6	1,003.00	182.2	82	477.4
Misión	126	106.8	11.4	9.9	7.4	0	0	0
Nak	27	110.3	4.2	2.3	9.1	0	0	0

Och	254.1	562.1	31.7	20.7	49.2	163.7	113.2	224.8
Sinán	982.1	2,015.50	148.3	105.1	205.9	215	147.5	321.3
Uech	267.4	548.8	31.3	21.8	42.4	156.2	104.3	232.2
Yum	59	218.9	20.1	10.7	44.7	7	4.2	13.5

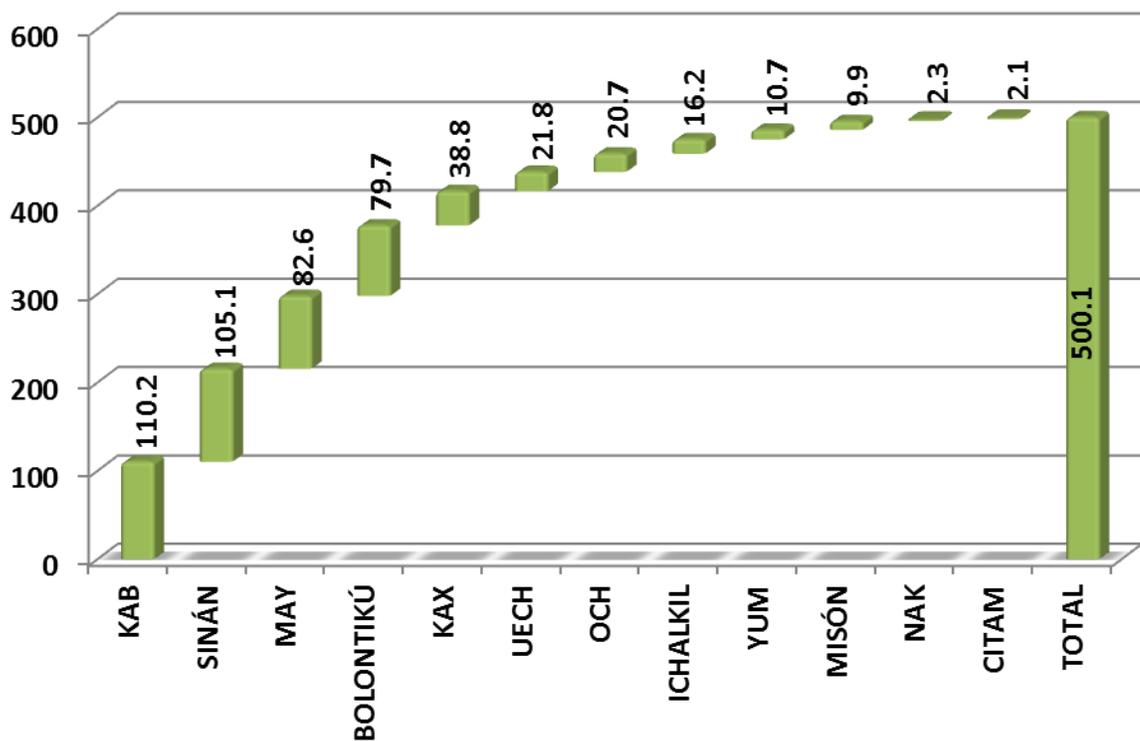
<b>Crudo Marino</b>	<b>Ligero</b>	<b>4,763.00</b>	<b>9,860.60</b>	<b>864.6</b>	<b>500.1</b>	<b>1,724.50</b>	<b>986.4</b>	<b>645.8</b>	<b>1,584.80</b>
---------------------	---------------	-----------------	-----------------	--------------	--------------	-----------------	--------------	--------------	-----------------

Fuente: PEP

### Integración reservas 2P aceite y gas del proyecto Crudo Ligero Marino

Las Figuras 9 y 10 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 Crudo Ligero Marino.

Figura 9. Integración proyecto Crudo Ligero Marino, Reservas 2P de aceite (mmb).

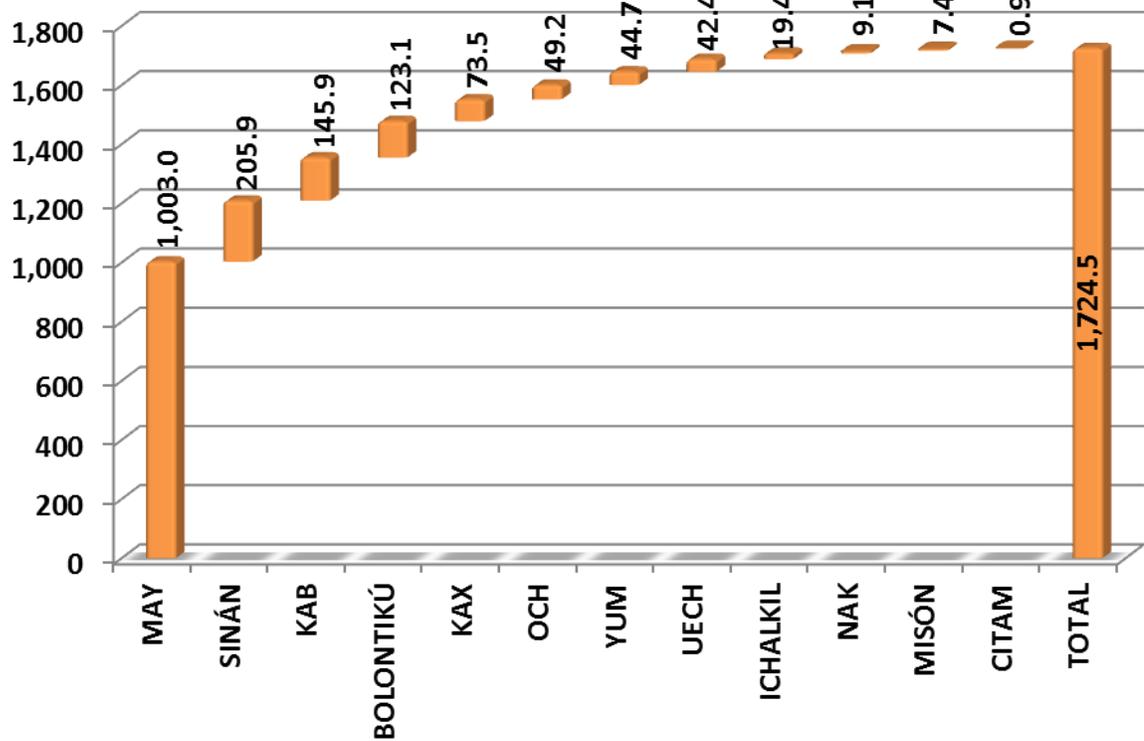


\*Acumulado de los campos presentados

Fuente CNH con datos de PEP

En la gráfica anterior se puede observar que los campos Kab, Sinán, May, Bolotikú y Kax representan más del 80% de las reservas 2P totales de aceite del proyecto de explotación Crudo Ligeró Marino.

Figura 10. Integración proyecto de explotación Crudo Ligeró Marino, Reservas 2P de gas (mmmpc).



\*Acumulado de los campos presentados  
Fuente CNH con datos de PEP

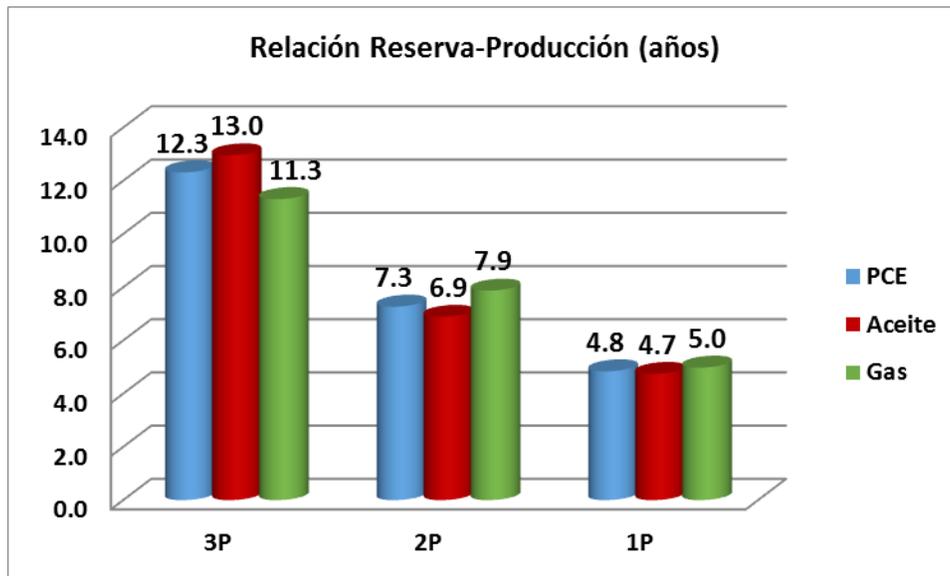
En la gráfica anterior se puede observar que los campos May, Sinán, Kab y Bolontikú representan más del 80% de las reservas 2P totales de gas del proyecto de explotación Crudo Ligeró Marino.

### Relación Reserva-Producción Proyecto Crudo Ligeró Marino

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. Esta relación se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la

producción total del 2011. La Figura 11 presenta los valores de la relación reserva-producción del proyecto Crudo Ligero Marino.

Figura 11. Relación Reserva-Producción del proyecto Crudo Ligero Marino 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 Crudo Ligero Marino es de 4.8 años para las reservas Probadas (1P), de 7.3 años para las reservas 2P y de 12.3 años para las reservas 3P; considerando una producción de 118.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

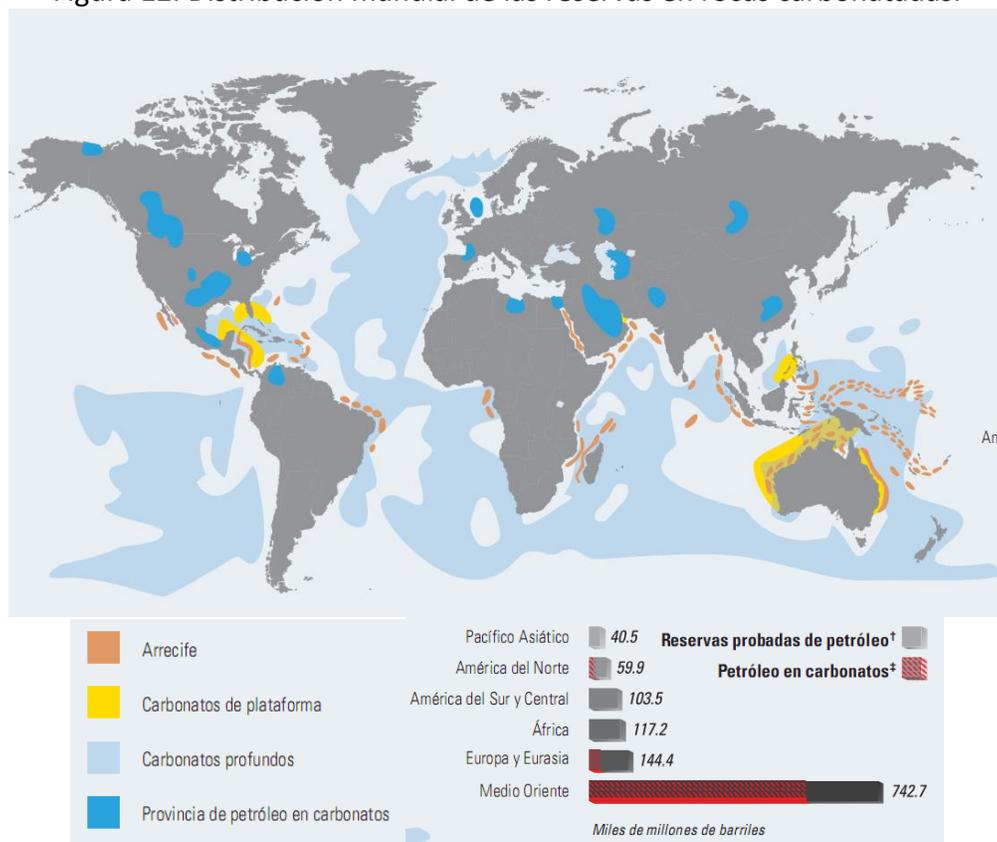
En lo referente al aceite se consideró una producción de 72.6 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 4.7 años para las reservas Probadas (1P), de 6.9 años para las reservas 2P y de 13 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 5 años para las reservas Probadas (1P), de 7.9 años para las reservas 2P y de 11.3 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 219.1 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 12 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 12. Distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.



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>2</sup>, con casquetes de gas 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

<sup>2</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.

técnicas de recuperación mejorada y avanzada no convencionales que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

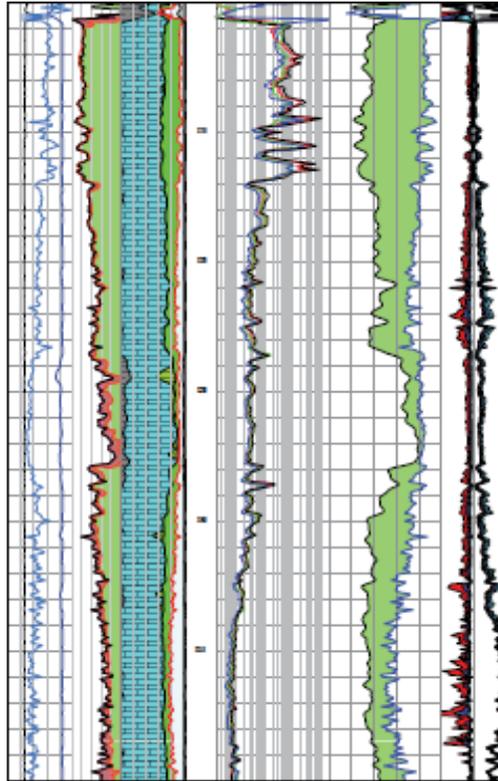
Existe una amplia gama de tecnologías consideradas por PEMEX para ser implementadas en los campos del proyecto en diversas ramas de la ingeniería. Es consideración de la Comisión que estas tecnologías deben estar alineadas con una administración eficiente de los campos a fin de que sean explotados de 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 13, 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 13. 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.***

El Proyecto Crudo Ligero Marino está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite ligero, pesado, extra-pesado y gas asociado distribuidos en los campos Sinan, May, Bolontiku, Kab, Yum, Citam, Mison, Nak, Ichalkil, Och, Uech y Kax. Los campos Sinan, Kab, Bolontiku y May, contienen cerca del 80% de las reservas 2P del proyecto (1 de enero de 2012).

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) 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.
  
- b) Evaluar la factibilidad técnica y económica del sistema artificial de bombeo electrocentrífugo (BEC), optimizando los programas de mantenimiento (cambios de bomba) para asegurar la restitución de la producción, así como mitigar los riesgos operativos del sistema.
  
- c) Optimizar el ritmo de extracción de acuerdo a su condición actual y la actividad programada, para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos gas - aceite y aceite - agua; así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA), optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

### ***d) Factor de recuperación de los yacimientos.***

La Tabla 14 presenta los valores de factores de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2050.

Tabla 14. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Crudo Ligero Marino	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2037)	Fr Actual	Fr (2013- 2037)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	4,763.0	645.8	442.0	13.6%	9.3%	22.8%
Gas (mmpc)	9,860.6	1,584.8	1,551.0	16.1%	15.7%	31.8%

\*Nota:

Fr actual: Prod acum/Vol Orig (3P)

Fr (2013-2037): (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 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).*

Para tener un comparativo respecto a la magnitud de los valores del factor de recuperación que se proponen para el proyecto, a continuación se presentan datos de campos de Noruega, los cuales, aunque no son considerados como campos análogos, sí se encuentran en rocas calizas.

En 1997, el Directorado Noruego del Petróleo (NPD) estableció la meta de incrementar el factor de recuperación final de los campos para alcanzar un valor de 50% para aceite y 75% para gas. En el 2010, la industria petrolera en Noruega alcanzó un factor de recuperación promedio de 46% para aceite. A pesar de estos esfuerzos, a partir del año 2004, el factor de recuperación se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000 sólo se ha incrementado en 2%. Esto

demuestra la complejidad técnica que existe, el tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.<sup>3</sup>

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 factor de recuperación único o definitivo.

Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto, mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionada para el proyecto; así como estadísticas de campos análogos a nivel mundial, respecto a las características de los campos. Ya existen en la literatura diversos análisis sobre la influencia de los mecanismos de recuperación primarios en la presión del yacimiento y en el factor de recuperación; dichos análisis asignan rangos de factores de recuperación de acuerdo al mecanismo de empuje.

Cuando se aplican procesos de recuperación secundaria, lo que se busca es incrementar el factor de recuperación obtenido por comportamiento primario (cualquiera que haya sido el mecanismo de empuje).

- 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 asociada a los procesos de recuperación secundaria (inyección de

---

<sup>3</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos. Factores de recuperación de aceite y gas en México, Documento Técnico 1 (DT-1), 2010.

gas natural y agua en el campo May, y la inyección de agua en el campo Bolontikú) y mejorada que se podrían tener en el proyecto, con base en los resultados obtenidos de los procesos de recuperación aplicados en el proyecto y sus características, considerando aspectos tecnológicos, petrofísicos, geológicos, de administración del proyecto, estudios, entre otros.

### ***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***

##### ***Análisis de alternativas.***

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.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEMEX debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas debido a que parecen ser estudios de sensibilidad de una sola alternativa. Además, no contempla un análisis por campo 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, definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto 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.
- d) PEMEX tiene contemplado inyectar gas natural y agua en algunos campos del proyecto. Se debe realizar un análisis detallado de los requerimientos de gas y agua 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, relacionados con aspectos de limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial y control de agua, gas y sólidos producidos.

### ***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 un estricto control en las producciones de gas y agua, 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.*

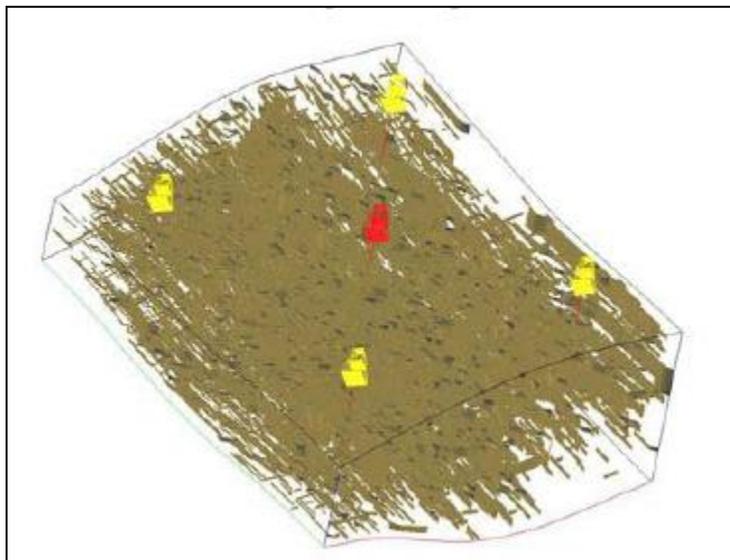
A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de los modelos de yacimientos, lo que permitirá contar con herramientas que permitan analizar, evaluar y seleccionar las mejores estrategias de explotación.

### ***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; 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 14) 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 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 14. Modelos de Fracturas.



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

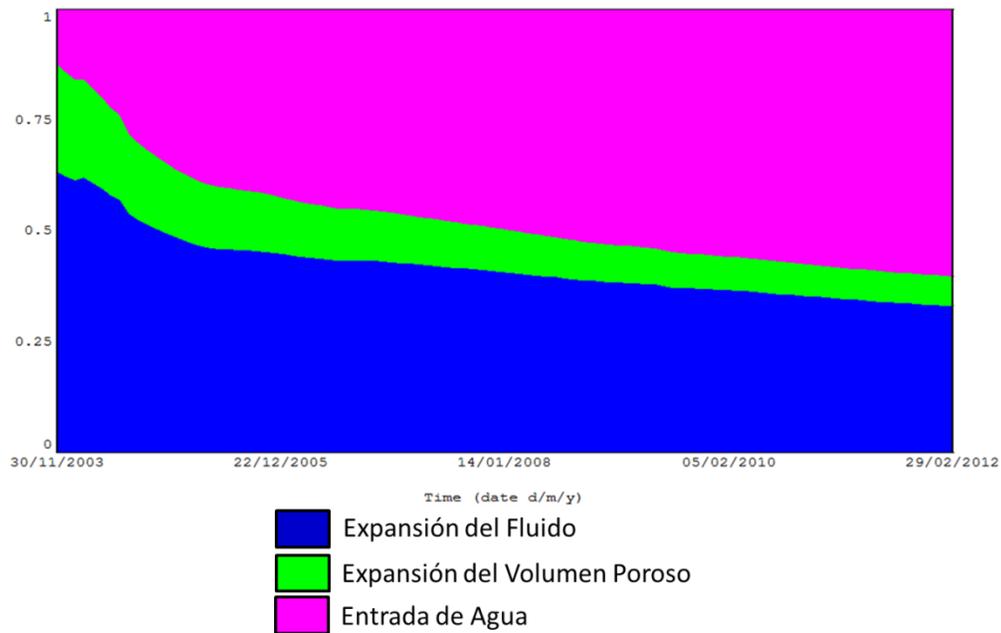
- e) Es recomendación de esta Comisión que PEMEX tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos.

### ***Ingeniería de Yacimientos.***

- a) En documentación recibida por la CNH, se presentan diversos datos relacionados con ingeniería de yacimientos, incluyendo el perfil del histórico de producción de los campos del proyecto y un análisis de los mecanismos de empuje en algunas; sin embargo, no se integra un análisis propio de ingeniería de yacimientos que sustente un modelo de yacimientos. 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 principales formaciones productoras del proyecto, donde se pueda conocer los porcentajes de contribución de cada mecanismos en toda la historia productiva.

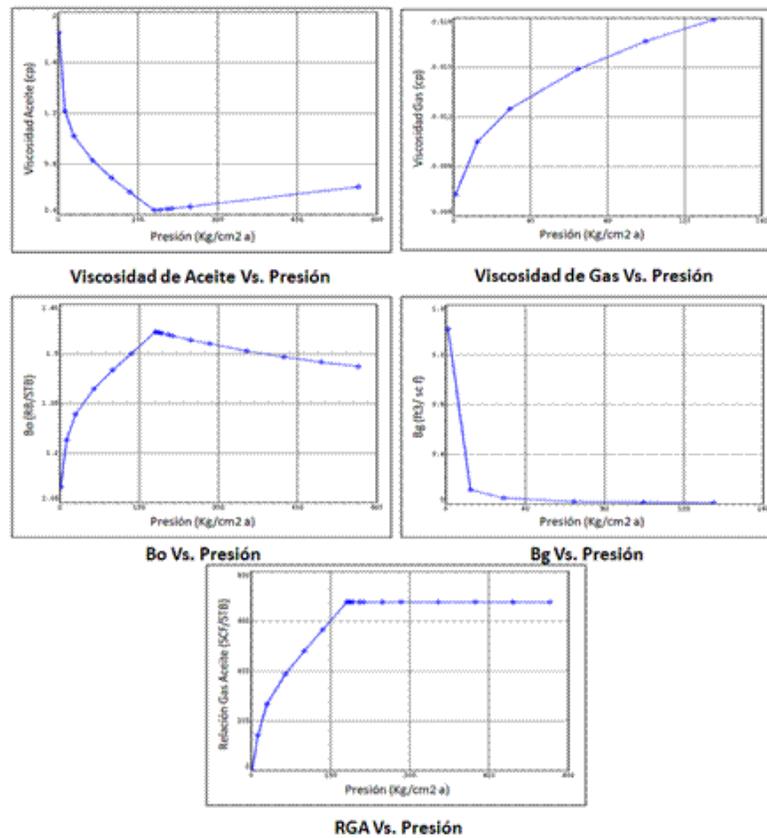
Figura 15. Mecanismo de empuje, Sinan JSK



Fuente: PEP.

- b) A pesar de que se documentan los análisis PVT de los campos Sinan y May, es importante contar con los análisis PVT de todos los campos del proyecto. Además no queda claro cuáles son los PVT representativos de cada yacimiento. Por lo anterior, y con el fin de reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos para la elaboración de pronósticos de producción confiables, se debe contar con un programa de toma de información de fluidos y sus respectivos análisis, con los cuales se determine el comportamiento PVT representativo de cada formación productora principal.

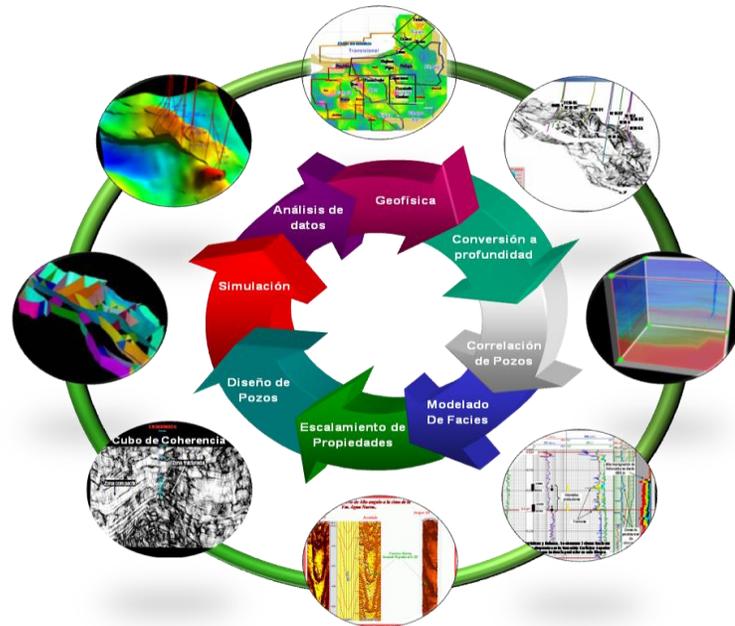
Figura 16. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.



Fuente: PEP

- c) Para estar en posibilidad de generar modelos estáticos y dinámicos confiables PEP debería considerar que para los pozos nuevos y en los existentes en los 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 17. 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. También para el caso de los yacimientos con aceites pesados y extra pesados que requieren la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada es indispensable contar con un modelo térmico de simulación numérica para estimar con mayor precisión el pronóstico de producción y el comportamiento de los yacimientos.

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

Una de las actividades más importantes dentro del proyecto Crudo Ligero Marino 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) 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 de este tipo de pruebas documentada en el proyecto no expresa a nivel de campo algún estudio que integre la interpretación de todas las pruebas de presión-producción realizadas, 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 estático y/o dinámico que representen fielmente las características y el comportamiento de las formaciones productoras del proyecto.

- c) PEMEX debe 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, 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.

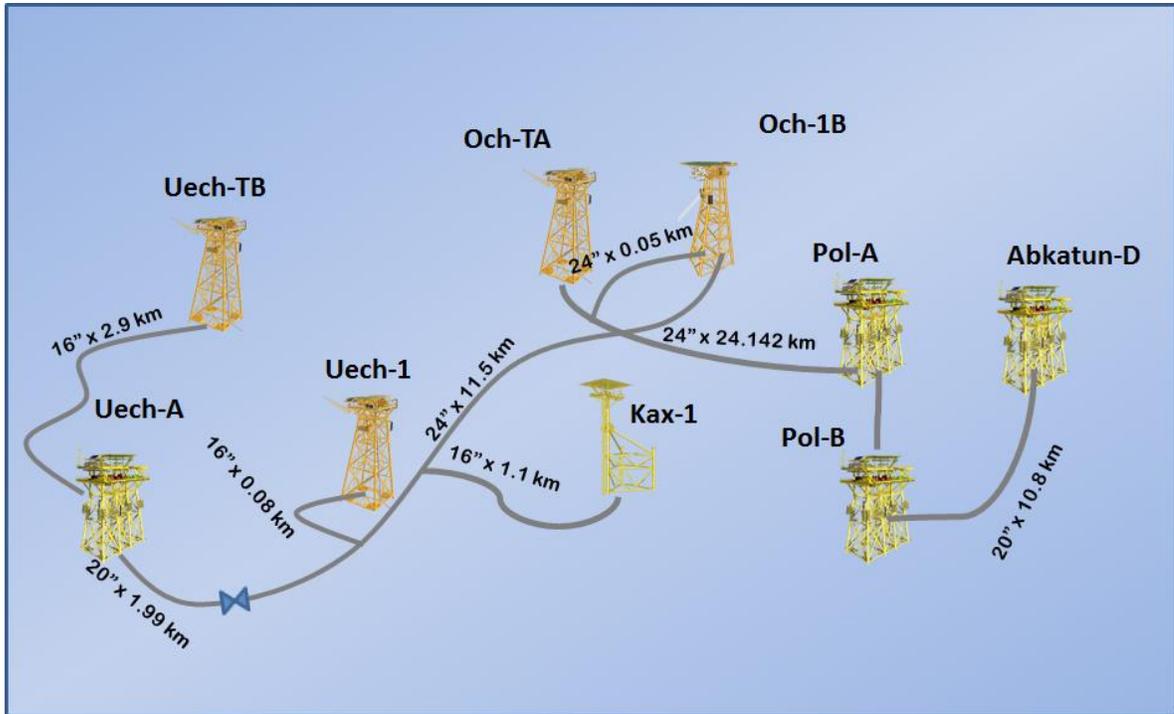
- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se evalúe la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada en los campos del proyecto, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
- 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 18 muestra diagrama del manejo de la producción de los campos Och, Uech y Kax hacia Abkatun-D.

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 18. Diagrama del manejo de la producción de los campos Och, Uech y Kax hacia Abkatun-D.



### **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.***

La Comisión recomienda que PEMEX implemente un sistema estructurado de Gestión y Gerencia de Medición involucrando tres elementos principales: personas, equipos y procedimientos, cuyo objetivo sea alcanzar que en el proyecto y su respectiva cadena de producción se tengan sistemas de medición confiables y seguros con el objetivo de reducir la incertidumbre en toda la cadena de medición, desde los pozos hasta los puntos de transferencia de custodia y/o venta conforme a la resolución CNH.06.001/11 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de junio de 2011.

Se recomienda que PEMEX lleve a cabo las auditorías internas y externas conforme a la guía de auditorías que emitió esta Comisión con el objetivo de observar e identificar las acciones de mejora en materia de medición y de identificar las áreas de oportunidad a ser trabajadas.

En particular para el Proyecto Crudo Ligero Marino se recomienda que se realice un análisis de detallado de los factores que afectan la incertidumbre de la medición y que a su vez impactan en los balances de los hidrocarburos.

Se recomienda que se dé seguimiento a los siguientes aspectos:

- a) Elaboración de procedimientos de operación asociados con la medición;
- b) Reporte de los resultados de la medición multifásica;
- c) Elaboración y seguimiento de procedimientos de mantenimiento de los sistemas de medición, y
- d) Estimación de las incertidumbres en los puntos de medición.

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

- 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, agua y vapor, 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 del aceite remanente.

- b) Este proyecto considera actividades de recuperación secundaria y mejorada, pero no deja claro el programa de implementación. Con base en lo anterior PEMEX debe detallar el programa de implementación de estos métodos de recuperación incremental donde se detallen las actividades principales a realizar en cada campo del proyecto. Adicionalmente, dicho programa debe contener las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar.

### *iii. Aspectos Económicos.*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción de aceite y gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

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

- Precio del crudo igual a 94.7<sup>4</sup> dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 7.3 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 5,200 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.
- 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.
- A partir de 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).

En la Tabla 15 se muestra los indicadores económicos.

Tabla 15. Indicadores económicos.

<b>Indicadores</b>	<b>Unidad</b>	<b>Alternativa propuesto 2013-2037</b>
VPN a.i	mmpesos	350,909
VPI a.i	mmpesos	76,507
VPN/VPI a.i	pesos/pesos	4.59
VPN d.i	mmpesos	52,250
VPI d.i	mmpesos	76,507
VPN/VPI d.i	pesos/pesos	0.68

<sup>4</sup> El documento del proyecto entregado a esta Comisión presenta un precio para el aceite de 94.48 usd/barril y para el gas de 6.76 usd/mpc; sin embargo, la evaluación económica estimada aplica un vector de precios y no un valor fijo previamente determinado. La Comisión calcula y ajusta los precios del aceite y gas, de tal forma que, éstos coincidan con el VPN estimado por PEP, antes de impuestos.

- a) 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.
- b) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.
- c) Después de impuestos, el Proyecto dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
  - a. El precio del aceite se reduce en 55%.
  - b. La producción de hidrocarburos se contrae en 34%.
  - c. Los costos totales aumentan 51%.

#### *iv. Aspectos Ambientales*

De la información señalada por PEMEX en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los siguientes proyectos ambientales:

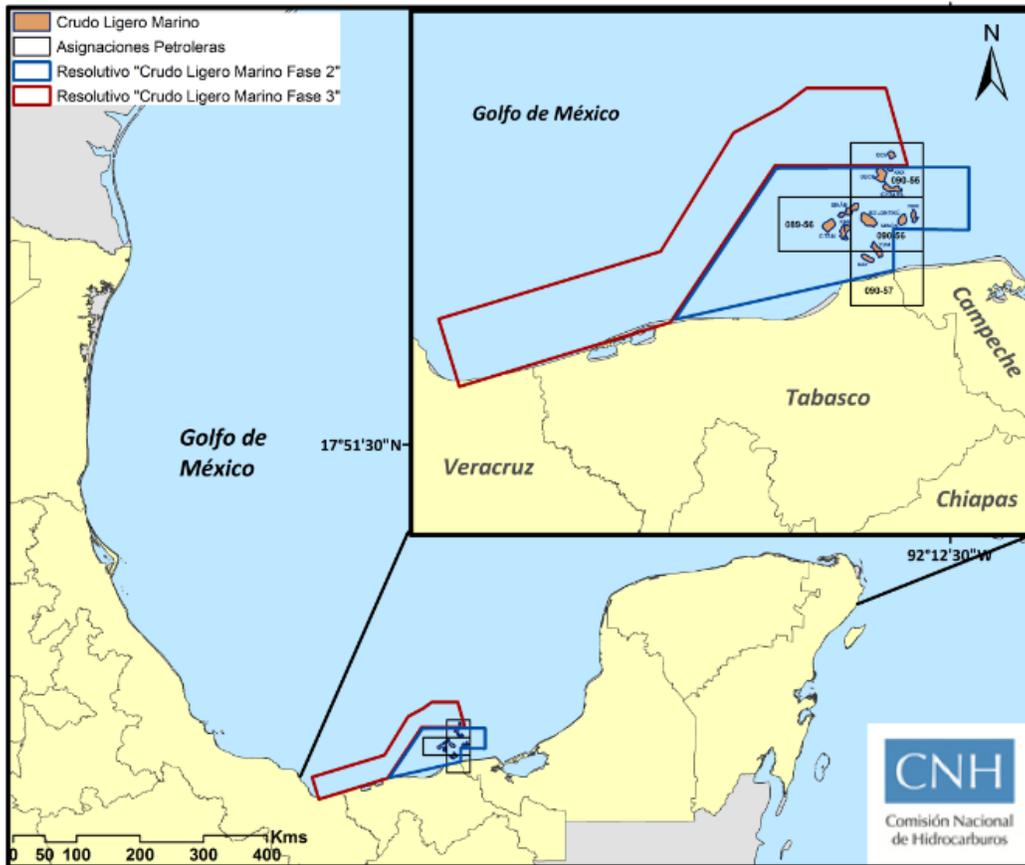
1. "Proyecto Crudo Ligero Marino"
2. "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2"
3. "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3"

En relación con estos proyectos, PEP obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA-002559 de fecha 2 de julio de 2001 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Crudo Ligero Marino”, con el cual fue autorizado el proyecto integral y la fase de producción temprana del mismo en materia de riesgo.
2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 de fecha 16 de marzo de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”, en éste se avala la instalación de plataformas de exploración y ductos marinos así como la perforación de pozos; y su respectiva modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/0281/11 de fecha 14 de enero de 2011 la cual permite ampliar la longitud del oleogasoducto de 10”  $\varnothing$  de 0.05 km a 0.1 km de la plataforma de Kab-B hacia la Interconexión submarina.
3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/7597/10 de fecha 12 de noviembre de 2010 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3” por un periodo de 20 años a partir de la emisión del resolutivo y en el cual se avala la perforación de 127 pozos de desarrollo, la instalación de 26 plataformas y la construcción de 26 oleogasoductos.

Cabe destacar que en el proyecto presentado se señala que debido a requerimientos de producción, así como a la dinámica operacional, se efectuaron diversas modificaciones al oficio S.G.P.A.-DGIRA-002559 correspondiente al Proyecto “Crudo Ligero Marino”, las cuales no fueron remitidas a esta Comisión, sin embargo PEMEX señala haberlas realizado de acuerdo a los términos, específicamente el cuarto, del oficio resolutivo en cuestión.

Figura 19. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 19, el Proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino se encuentra amparado con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante los oficios resolutivos de los Proyectos "Crudo Ligero Marino Fase 2" y "Crudo Ligero Marino Fase 3".

La Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades correspondientes al proyecto.

Es responsabilidad de PEMEX el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino.

- 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 lo 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 señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; 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 Crudo Ligero Marino, 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 la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto Crudo Ligero Marino.
- 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 Crudo Ligero Marino 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 anteriormente, se concluye que el proyecto de explotación Crudo Ligero Marino cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental, estando restringidas, según la última actualización del resolutivo, a la delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto, para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

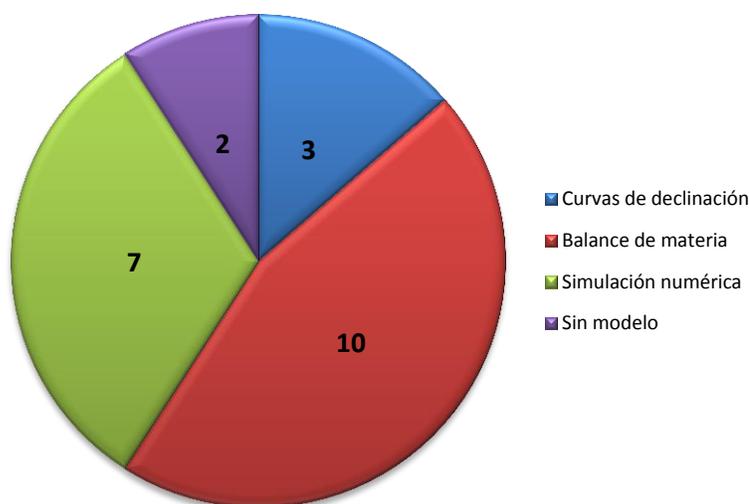
## *f) Referencias técnicas conforme a las mejores prácticas*

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

El proyecto de explotación Crudo Ligero Marino administra 22 yacimientos dentro de 12 campos. De estos yacimientos 6 son de aceite negro, 13 de aceite volátil y 3 de gas y condensado. En base a la información recibida junto al oficio SPE-743/2011 de fecha 22 de diciembre de 2011 y a la información del documento técnico del proyecto, la Comisión analizó el estado del modelo de estimación de producción de los yacimientos pertenecientes al proyecto.

Los modelos de estimación utilizados para estos yacimientos son curvas de declinación en 3, balance de materia en 10, simulación numérica en 7 y 2 más que no reportan modelo de estimación a dicha fecha. En el último documento recibido del proyecto en febrero de 2013 no se reportaron cambios en los modelos de estimación reportados anteriormente.

Figura 20. Modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto  
Crudo Ligero Marino.



Fuente: CNH con datos de PEP.

La Tabla 16 presenta la información particular de los modelos de estimación de producción por yacimiento.

Tabla 16. Modelos de estimación de producción utilizados para los principales yacimientos.

Campo	Yacimiento	Tipo fluido producido	Modelo de estimación
Bolontikú	JSK	Aceite volátil	Simulación numérica
Bolontikú	K	Aceite volátil	Balance de materia
Citam	101 JSK-B1	Aceite negro	Curvas de declinación
Citam	K	Aceite negro	Curvas de declinación
Ichalkil	JSK	Aceite negro	Balance de materia
Ichalkil	K	Aceite negro	Balance de materia
Kab	JSK	Aceite volátil	Simulación numérica
Kab	Kinbe JSK	Aceite volátil	No especificado
Kax	JSK	Aceite volátil	Simulación numérica
May	JSK	Gas y condensado	Simulación numérica
May	K	Gas y condensado	Simulación numérica
Misión	JSK	Aceite volátil	Curvas de declinación
Nak	KM	Aceite volátil	Balance de materia
Och	JSK	Aceite volátil	Balance de materia
Sinán	Behelae JSK	Aceite volátil	Balance de materia
Sinán	JSK	Aceite volátil	Simulación numérica
Sinán	K	Aceite negro	Balance de materia
Sinán	Sikil K	Aceite negro	Balance de materia
Uech	JSK	Aceite volátil	Simulación numérica
Uech	KM	Aceite volátil	No especificado
Yum	401-KS	Gas y condensado	Balance de materia
Yum	K	Aceite volátil	Balance de materia

Fuente: CNH con datos de PEP

La simulación numérica ha sido orientada a los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado; además, dichos yacimientos poseen los mayores volúmenes de reserva 2P. Es importante mencionar que el yacimiento Kab Kinbe JSK posee importantes volúmenes; sin embargo, no fue reportado en el documento recibido en diciembre de 2011 y tampoco se hace su mención en el último documento recibido del proyecto.

Los yacimientos con simulación numérica se encuentran principalmente en el Jurásico: May, Sinán, Bolontikú, Kab, Kax y Uech todos del JSK, únicamente el yacimiento May K posee simulación numérica y no pertenece al JSK. Analizando la información técnica de cada uno de estos yacimientos, se concluyó que todos poseen la información necesaria para su modelo de estimación.

Analizándose los yacimientos con balance de materia se encontró que 4 de ellos reportan toda la información necesaria para el modelo de estimación que se utiliza en dichos yacimientos, éstos son Bolontikú K, Och JSK, Sinán Sikil K y Sinán K.

Por otro lado, los otros 6 yacimientos con balance de materia reportan grandes carencias de información respecto al conocimiento del comportamiento de muchas propiedades de sus fluidos; por lo tanto, la Comisión solicita se esclarezca la información de las propiedades de los fluidos utilizada para el análisis de balance de materia de los siguientes yacimientos:

- Ichalkil JSK
- Nak KM
- Yum 401-KS
- Ichalkil K
- Sinán Behelae JSK
- Yum K

Respecto a los yacimientos que tienen sus volúmenes sustentados con curvas de declinación, se reportaron a los 3 yacimientos sin iniciar su explotación; sin embargo, Citam K reporta producciones acumuladas a enero de 2012. Por lo tanto la Comisión solicita que se esclarezca el estado actual de explotación del yacimiento Citam K y además se analice la certidumbre de los volúmenes valuados con curvas de declinación en los yacimientos Citam 101 JSK-B1 y Uech KM, que aún no inician su explotación.

- **Análisis de reservas por modelo de estimación de producción**

Los 22 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 344.2 mmb de reserva 1P de aceite; 500.4 mmb, de reserva 2P de aceite; y 940.7 mmb, de reserva 3P de aceite al 1 de enero de

2012. De estas cifras, 232.4 mmb, 299.7 mmb y 425.6 mmb de reserva 1P, 2P y 3P de aceite, respectivamente, 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.

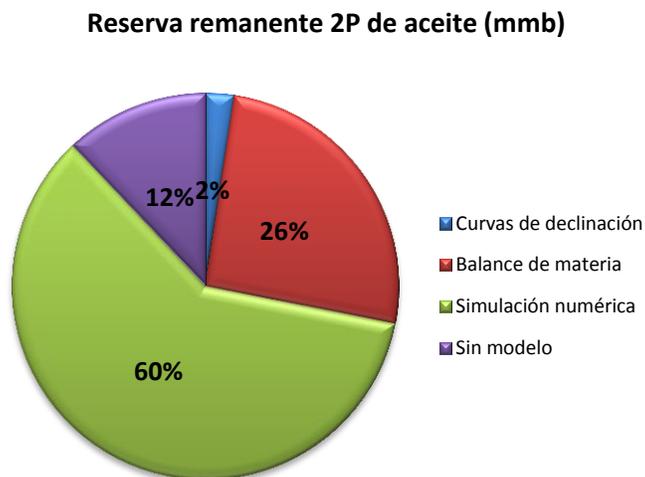
Tabla 17. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	8.0	12.0	47.9
Balance de materia	90.8	128.6	285.5
Simulación numérica	232.4	299.7	425.6
Sin modelo	13.0	60.1	181.7
<b>Total</b>	<b>344.2</b>	<b>500.4</b>	<b>940.7</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

La simulación numérica posee los mayores volúmenes de reservas, siendo el 60% del total atribuido a los yacimientos pertenecientes al proyecto. Es importante mencionar que un volumen importante de reservas se encuentra sin modelo dado que fueron yacimientos que no reportaron modelo en ningún documento oficial, hablando particularmente del yacimiento Kab Kinbe JSK. La Figura 21 presenta la reserva 2P para aceite calculada con los diferentes modelos.

Figura 21. Reserva remanente 2P de aceite (mmb).



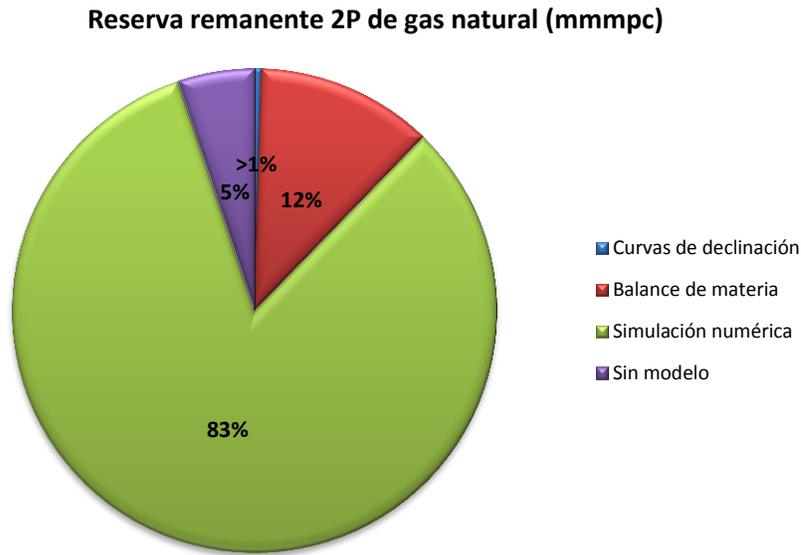
Para el caso del gas, los 22 yacimientos del proyecto tienen una reserva total 1P de gas de 1,090.7 mmmpc; 1,724.4 mmmpc, de reserva 2P de gas; y 2,478.4 mmmpc, de reserva 3P de gas. De estas cifras, 884.1 mmmpc, 1,425 mmmpc y 1,800 mmmpc de reservas 1P, 2P y 3P de gas, respectivamente, están evaluados con modelo de 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. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	5.3	8.3	26.3
Balance de materia	182.1	202.7	383.6
Simulación numérica	884.1	1,425.0	1,800.0
Sin modelo	19.2	88.4	268.5
<b>Total</b>	<b>1,090.7</b>	<b>1,724.4</b>	<b>2,478.4</b>

El comportamiento de la distribución de reservas de gas es semejante respecto a la del aceite; sin embargo es importante aclarar que la proporción de los volúmenes atribuidos a curvas de declinación y a yacimientos sin modelo se reducen debido a la magnitud de volúmenes de gas que se encuentran en los yacimientos del campo May, ambos con simulación numérica. La Figura 22 presenta la reserva 2P para gas calculada con los diferentes modelos.

Figura 22. Reserva remanente 2P de gas natural (mmmpc).



Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 22 yacimientos, 575.7 mmbpce son de reserva 1P, 864.4 mmbpce son de reserva 2P y 1,464.7 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, 419.6 mmbpce, 600.2 mmbpce y 804.9 mmbpce de reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente, están sustentados con el 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.

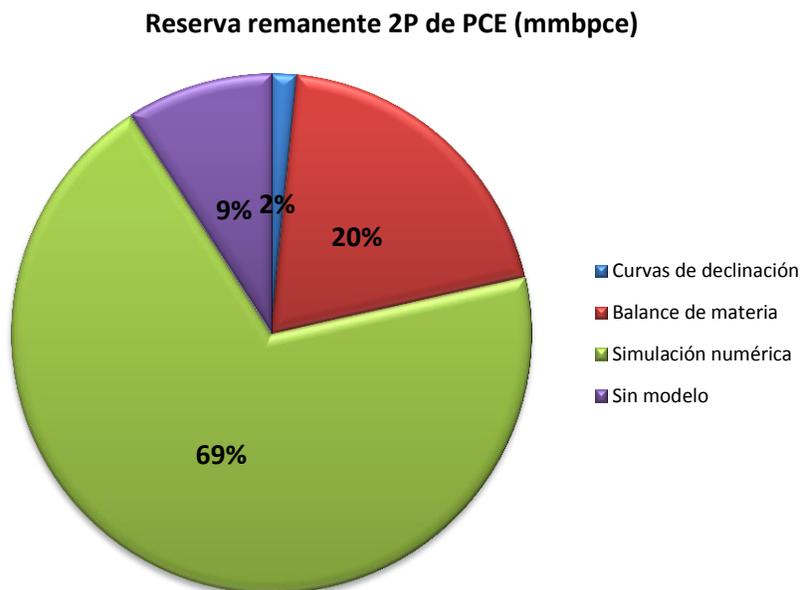
Tabla 19. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	9.1	13.7	53.3
Balance de materia	130.0	172.0	368.6
Simulación numérica	419.6	600.2	804.9
Sin modelo	17.0	78.5	237.9
<b>Total</b>	<b>575.7</b>	<b>864.4</b>	<b>1,464.7</b>

La Figura 23, la cual muestra la reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente calculada con los diferentes modelos, presenta un comportamiento semejante a los anteriores,

teniéndose casi el 70% del total atribuido a los yacimientos del proyecto con simulación numérica.

Figura 23. Reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente (mmbpce).



- **Evolución del modelo de estimación**

Se analizó la información de los yacimientos y algunas características específicas de ellos y se realizó recomendaciones respecto a la posible evolución su modelo de estimación.

De los yacimientos de aceite negro, 4 de ellos posee sus volúmenes respaldados por balance de materia, mientras que los otros 2 por curvas de declinación. Los 6 yacimientos poseen un modelo estático completo. Referente a los historiales de producción por pozo, únicamente Sinán K posee esta información completa.

De los yacimientos con balance de materia 1 posee conocimiento del comportamiento de las propiedades de sus fluidos (Sinán K), 1 más tiene carencias en el conocimiento de algunas propiedades (compresibilidades) y el resto tiene enormes carencias de información respecto a las propiedades de los fluidos. Por otro lado, Citam K posee la información respecto al comportamiento de las propiedades de sus fluidos mientras que Citam 101 JSK-B1 no posee

información en dicho rubro. Cabe mencionar que todos los yacimientos de aceite negro se encuentran en dolomías, litologías con altas heterogeneidades; por lo tanto, la Comisión recomienda se realice una evaluación de la factibilidad de que dichos yacimientos, en caso de no tener el modelo, re-evalúen sus volúmenes con simulación numérica, únicamente Sinán K es capaz de evolucionar su modelo hasta una simulación numérica, mientras que Citam K necesita una actualización en la información de sus historiales de producción y el resto necesita trabajo tanto en el conocimiento del comportamiento de las propiedades de sus fluidos, como de los historiales de producción.

El yacimiento Misón JSK, con curvas de declinación, es un yacimiento con altas heterogeneidades y sin explotación por lo que es recomendable llevarlo mínimo a un balance de materia y si es posible hasta una simulación numérica; sin embargo dicho yacimiento posee únicamente su modelo estático completo, careciendo del conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos y de los historiales de producción por pozo.

De los yacimientos de aceite volátil con balance de materia únicamente Och JSK posee toda la información para evolucionar su modelo hasta simulación. Por otro lado, Sinán Behelae JSK, Yum K y Bolontikú K poseen carencias en el conocimiento del comportamiento de ciertas propiedades del aceite, mientras que Nak KM no tiene información del comportamiento de las propiedades ni de los historiales de producción por pozo. Es importante mencionar que estos yacimientos de aceite volátil se encuentran en litologías carbonatadas; y además, Och JSK tiene la planeación de la inyección de un fluido para recuperación adicional; dadas estas razones, la Comisión recomienda que se realice la evaluación de la factibilidad de que dichos yacimientos evolucionen hasta una simulación numérica.

El yacimiento Yum 401-KS con balance de materia posee un modelo estático completo; sin embargo, tiene una enorme carencia de información del conocimiento del comportamiento de las propiedades de sus fluidos y de los historiales de producción por pozo; dicho yacimiento se encuentra en calizas fracturadas por lo que es recomendable una evaluación de los pronósticos de producción por simulación numérica.

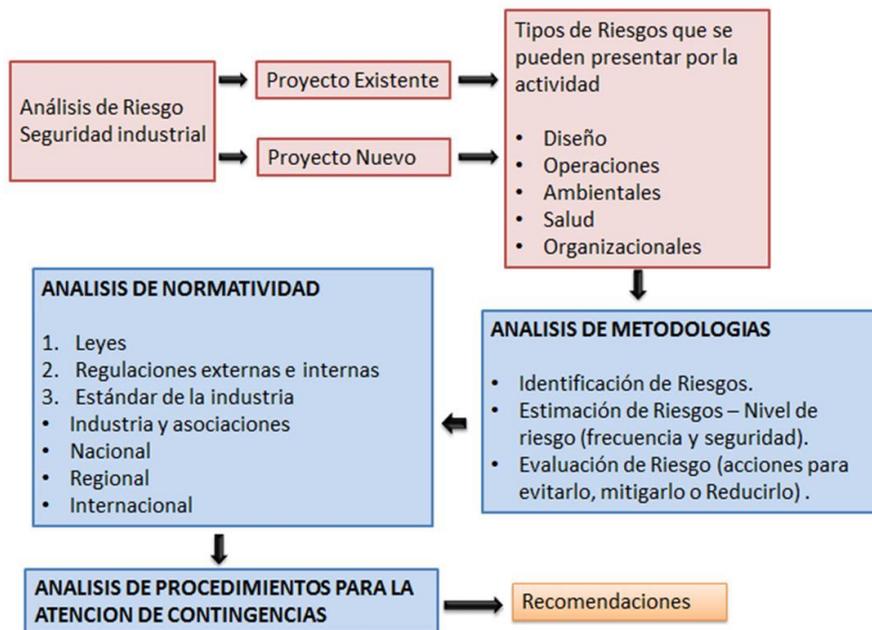
Para todos los yacimientos sin modelo de estimación, la Comisión sugiere una evaluación de los pronósticos de producción tanto por curvas de declinación como por balance de materia, dado que se encuentra en inicios de su explotación, el análisis por ambos modelos es importante para reducir la incertidumbre en la estimación de sus volúmenes, comparar los resultados de ambos modelos y seleccionar el más adecuado.

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

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones en materia de seguridad industrial la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Crudo Ligerero Marino):

- Análisis y evaluación de las metodologías de evaluación de riesgo necesarias para las actividades de seguridad industrial.
- Análisis y evaluación de la normatividad en materia de seguridad industrial para la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Detección de áreas de oportunidad para la mejora de proyectos desde el punto de vista de seguridad industrial.

Figura 24. 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:

Figura 25. Elementos a cuidar en la Seguridad Industrial.



Fuente: CNH.

- La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEMEX debe contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.
- Se recomienda que con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos se lleve a cabo una lista de detección de anomalías dando un seguimiento a la atención de

las mismas 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.

- Se recomienda realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presentan los principales riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras que no se habían realizado con anterioridad.
- Se recomienda una interrelación entre las nuevas instalaciones y personal que coadyuven a revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales al igual que el personal de PEMEX deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEMEX deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

## VII. Opinión de la MIP

La Manifestación de Impacto Petrolero (MIP), es un documento por el que PEMEX presenta a la Comisión el estudio y 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: Cantarell, Antonio J. Bermúdez y Crudo Ligeró Marino.**

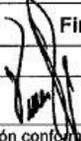
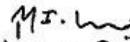
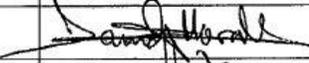
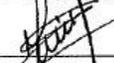
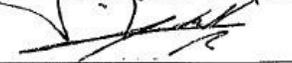
Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 4 de septiembre de 2012, los proyectos Cantarell, Antonio J. Bermúdez y Crudo Ligeró Marino se presentaron para la acreditación de su Etapa FEL III, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

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

**Acreditación:**

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

Proyecto	Etapa FEL
Cantarell	FEL III
Antonio J. Bermúdez	FEL III
Crudo Ligeró Marino	FEL III

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

### 1. Antecedentes

El Proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino considera el desarrollo de 12 campos: Sinan, May, Bolontiku, Kab, Yum, Citam, Mison, Nak, Ichalki, Och, Uech, y Kax cuyos yacimientos se encuentran a profundidades que van de 4,000 a 6,000 metros bajo el nivel del mar, de alta presión (800-900 kg/cm<sup>2</sup>), naturalmente fracturados y tienen asociados acuíferos activos, por lo cual presentan una alta productividad. Los hidrocarburos que contienen son de aceite negro, aceite volátil y de gas y condensado cuyas densidades varían entre 31 a 47° API) y comparten una red de instalaciones común que proporciona flexibilidad operativa y asegura el manejo de la producción.

El campo Yum se descubrió en el año de 1984, posteriormente se descubrieron los campos Sinan y May en el año de 1992, y Bolontiku en 1994. Inició su producción en el 2003. Los campos Och, Uech y Kax fueron descubiertos de 1987 a 1995, iniciando su producción en 1995.

Actualmente los campos de este Proyecto producen 150 MBPD y 500 MMPCD de gas.

### 2. Ubicación

El proyecto se localiza en la plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, Tabasco, entre las isobetas de 20 y 300m. El área total correspondiente a este proyecto es de 7,545 km<sup>2</sup>.



### 3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 436 MMBLS de aceite y 1,536 MMMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 120,826 MMs. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 31 pozos de desarrollo y 6 pozos inyectores (3 inyectores de gas y 3 de agua), 6 recuperaciones de pozos exploratorios a producción, 5 reparaciones mayores, 167 reparaciones menores a pozos, 12 ductos y 9 plataformas, así como actividades necesarias para la eficiente operación de las instalaciones de producción e infraestructura en general.

El proyecto de Explotación Crudo Ligero Marino se registra como Proyecto Nuevo por la segregación del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG).

### 4. Reservas de Hidrocarburos

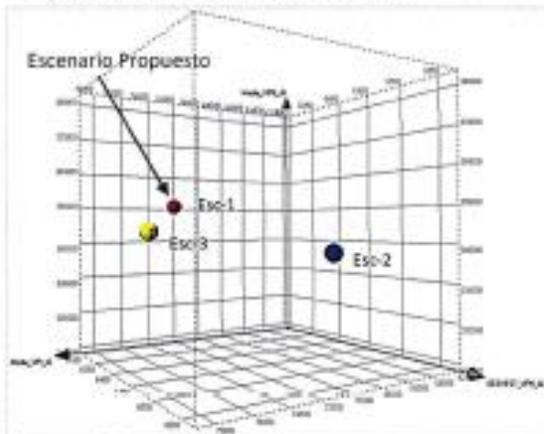
Reservas al 1 de Enero de 2012 asociadas a los campos Bolontiku, Citam, Ichalki, Kab, Kax, May, Mison, Nak, Och, Sinan, Uech y Yum.

Volumen original de Aceite			Volumen original de Gas			Reserva remanente de Aceite			Reserva de remanente de Gas			Factor de Recuperación del Aceite		Factor de Recuperación del Gas		
1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	%	%	%	%	
MMB	MMB	MMB	MMBPC	MMBPC	MMBPC	MMB	MMB	MMB	MMBPC	MMBPC	MMBPC	Actual/10/12	Final @2037	Actual/01/12	Final @2037	
<b>Total</b>	2,589	3,088	4,763	6,548	7,347	9,861	343	500	940	1,084	1,718	2,471	21	36	22	43

Página 1 de 3



5. Evaluación y selección del escenario



**Escenario 1**  
(Escenario Propuesto)

- Perforación y terminación de 31 pozos, recuperación de 6 pozos exploratorios, 5 reparaciones Mayores, 9 plataformas, 1 árbol submarino y 12 Ductos.
- Inyección de gas natural y agua en el campo May.
- Inyección de agua en el campo Bolontiku.
- Implementación de un Sistema Artificial BEC en el campo Ichakil.
- Flujo Natural en los demás campos.

**Escenario 2**

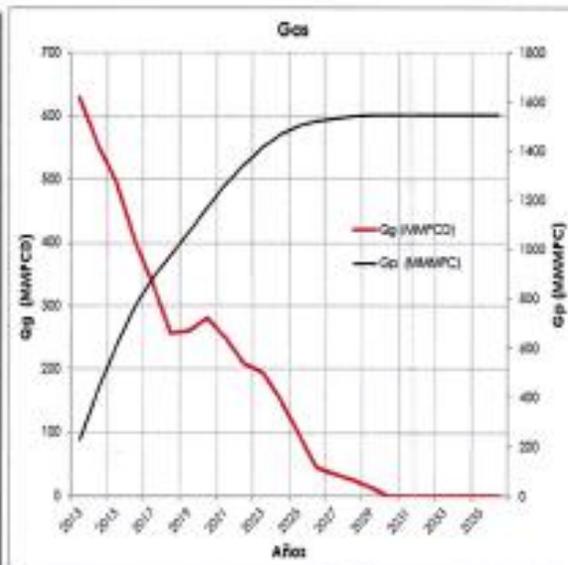
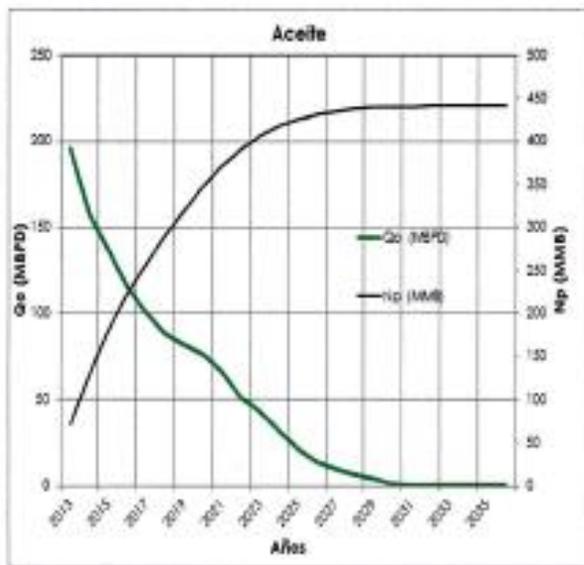
- Es igual que el escenario 1 con las siguientes diferencias:
- se descarta la inyección de agua en el campo May inyectándole solo gas natural.
- Se descarta la implementación de agua en el campo Bolontiku.

**Escenario 3**

- Es igual que el escenario 1 con las siguientes diferencias:
- Se implementa la inyección de gas en el campo May y en los campos Och y Kax.
- La inyección de agua en el campo Bolontiku.
- La implementación de un sistema artificial tipo BN para el campo Ichakil.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013 – 2027.



### 7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Ubicación de acuíferos y contactos de fluidos. (Estudios de modelado geológico basados en petrofísica, sísmica y conceptos geológicos).
2. Técnico: Determinación de los gastos óptimos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. (Establecer gastos críticos de acuerdo a las condiciones dinámicas del yacimiento).
3. Técnico: Precipitación de asfaltenos e incrustaciones. (Estudios de depositación de asfaltenos en muestras de crudo, para acciones de prevención que se incluyan en la terminación de los pozos).
4. Ambiental: Sistema de control de emergencias y equipos especiales. (Aplicación de normas de seguridad industrial y ecológicas vigentes a través de la consideración de sistemas de control de emergencia y equipos auxiliares).

### 8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

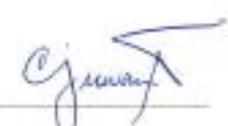
Actividad pozos (2013-2027)	Proyecto Propuesto	Obras Nuevas (2013-2027)	Proyecto Propuesto
Pozos de desarrollo perforados y terminados	31	Plataformas	8
Pozos Inyectorios perforados y terminados	6	Ujestos	12
Recuperación de pozos exploratorios	6		
Reparaciones Mayores	5		
Reparaciones Menores	167		

### 9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos	Antes de Impuestos		Después de Impuestos	
	2013-2027		2013-2027	
VPI (MM\$)	76,140		76,140	
VPN (MM\$)	340,946		51,057	
VPN/VPI	4.60		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 y GADTP, así como su incorporación y validación en el documento de soporte de decisión (DSD), el resultado del Dictamen del Proyecto Crudo Ligero Marino es: **APROBADO**.

Elaboró	Revisó	Autorizó
 Ing. Juan Cuevas Soto	 Ing. Juan María Rodríguez Domínguez	 Dr. Fernando Ascencio Condejas

Se realizó un comparativo entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) por parte de PEMEX, Tabla 20, respecto a los proyectos enviados a esta Comisión para emitir un dictamen, denominados como nuevos o de modificación sustantiva.

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

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD3 Presentado	%
Inversión	mmpesos	120,826	124,238	3%
Gasto de Operación	mmpesos	ND	40,589	
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	436	442	1%
Reservas a recupera Gas 2P	mmmpc	1536	1,551	1%
Horizonte		2013-2027	2013-2037	
Pozos a perforar desarrollo	núm.	37	37	0%
Pozos a perforar inyectores	núm.	6	6	0%
Rep. Mayores	núm.	5	5	0%
Rep. Menores	núm.	167	167	0%
Ductos	núm.	12	ND	
VPN (antes impuestos)	(MM\$)	349,946	350,909	0%
VPI (antes impuestos)	(MM\$)	76,140	76,507	0%
VPN (después impuestos)	(MM\$)	51,057	52,250	2%
VPI (después impuestos)	(MM\$)	76,140	76,507	0%

Fuente: PEP.

En general, se observan ligeras variaciones en las diferentes variables analizadas, a excepción del horizonte de estudio. Mientras que en el proyecto entregado a esta Comisión se maneja hasta el 2037, la GTI se presenta hasta el 2027. PEP deberá revisar el origen de dichas diferencias, así como explicar las razones de esa situación teniendo, que al haber una diferencia de 10 años, las demás variables tienen valores similares.

Es importante que a fines de mantener consistencia, y parámetros de revisión más adecuados, se presente a la Comisión la misma información que es evaluada por el Grupo de Trabajo de Inversión para garantizar que se trata del mismo proyecto, y no una modificación del mismo. Además, la información que se presente al GTI 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 CRUDO LIGERO MARINO									
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	(2018-2037)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	14,449	13,722	12,404	8,798	15,121	59,744	124,238	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	3,227	2,677	2,262	1,905	1,580	28,940	40,591	10
Qo Promedio.	(mbpd)	196	158	137	115	100	-	442(mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Considera actividades de perforación, recuperación de pozos exploratorios, reparaciones mayores, construcción de plataformas, árboles submarinos y ductos. También contempla la aplicación de procesos de recuperación secundaria en algunos campos, e implementación de sistemas artificiales tipo BEC en algunas áreas.								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	5	4	8	2	3	15	37	NA
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reparaciones Mayores.	(número)	0	1	1	2	0	1	5	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

ND. No disponible

\* 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, demuestra rentabilidad antes y después de impuestos, 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 al 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 no sólo afecta la producción de los campos, sino también existe el riesgo de afectación a las instalaciones y el medio ambiente.

2. Optimizar los programas del movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, para reducir los costos y tiempos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.

### ***Reservas***

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

### ***Geociencias***

5. Considerar la posibilidad de adquirir sísmica 4D para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas.
6. Realizar “Modelos de Fracturas” 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 vital importancia para el desarrollo de los campos, para tener un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimientos

## ***Ingeniería de Yacimientos***

7. 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 Crudo Ligero Marino tienen una gran oportunidad de ser incrementados.
8. Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
9. 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.
10. Analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen a los campos o formaciones productoras del proyecto, lo anterior, a fin de incrementar la reserva del proyecto.
11. Contar con modelos de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de estos procesos, 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. Lo anterior, en virtud de que la Comisión considera que en las áreas del proyecto donde sea viable la aplicación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

### ***Aspectos económicos***

12. Pemex debe documentar de manera consistente la información del proyecto ante la Comisión y las cédulas entregadas al Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX. Además, se sugiere que en esta última se incluya como dato informativo al gasto de operación, sobre todo si es muy similar al de las inversiones.
13. Debido al régimen fiscal al que está sometido el proyecto, se estima necesario que PEMEX lleve un estricto seguimiento del comportamiento de la producción, los precios de los hidrocarburos y a las estimaciones de inversión y gasto de operación, para asegurar la rentabilidad del proyecto.

### ***Seguridad industrial***

14. La documentación del proyecto debería contener la referencia a las anomalías en materia de seguridad industrial detectadas por los grupos e instancias internas. Dado que la Comisión no cuenta con dicha información, se recomienda que cualquier anomalía que se detecte en la materia, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
15. La identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto, debe complementarse 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 PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria.
16. Para la evaluación de los riesgos operativos, Pemex debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, 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***

17. 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.
  
18. 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.
  
19. 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.
  
20. Pemex 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. Es la opinión de la Comisión que la SENER debe 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 dar revisar la evolución del proyecto en el tiempo.

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. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente semestralmente, en formato electrónico.

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. La Comisión sugiere a la SENER que tome en consideración las observaciones y recomendaciones vertidas en el presente dictamen, al momento de resolver sobre los procesos de su competencia, relacionados con la aprobación de los proyectos principales, las asignaciones petroleras y los permisos.

3. Se recomienda que la SENER otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
4. Se estima conveniente solicitar a Pemex que presente la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos para que la CNH pueda publicar los planes y programas, tal como lo señala el Artículo 50 de los Lineamientos.
5. Se considera importante que SENER requiera a PEMEX que para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Crudo Ligero Marino que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, presente la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los Lineamientos técnicos que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

6. Es conveniente que SENER requiera que PEMEX 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.