

Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Ogarrio - Sánchez Magallanes (Nuevo)

MAYO 2013

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	8
A) UBICACIÓN.	8
B) OBJETIVO	9
C) ALCANCE	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	13
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS	17
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	19
A) REVISIÓN DOCUMENTAL	19
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL	19
C) DICTAMEN DEL PROYECTO.....	24
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO.....	26
A) RESERVAS.....	26
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS.	36
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS.....	39
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	39
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.	41
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	41
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	43
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.	53
IV. ASPECTOS AMBIENTALES	56
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS.....	60
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	66
VII. OPINIÓN DE LA MIP	69
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	75
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA	76
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....	77
X. OPINIÓN A SENER	82

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 Ogarrio-Sánchez Magallanes, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de tratarse de un proyecto nuevo.

El proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes, desarrollado por el Activo Cinco Presidentes, perforó en campos nuevos (Brillante, Guaricho, Cinco Presidentes-bloque adyacente y Rabasa); efectuó reparaciones mayores (en áreas no drenadas e intervalos pendientes de explotar en los campos Ogarrio, Cinco Presidentes, San Ramón, Blasillo, Rodador, Sánchez Magallanes, Los Soldados, Otates, Nelash, Bacal, Tiumut y Arroyo Prieto) e implantará inyección de agua en algunos campos (Rodador, Ogarrio, Rabasa, Blasillo, San Ramón, Los Soldados y Lacamango), razones principales por las cuales se originó un proyecto nuevo.

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-662-2012 recibido en esta Comisión el 30 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que esa dependencia 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 512.DGAAH.142.2012, recibido en esta Comisión el 5 de diciembre de 2012, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Sener) envía información relacionada al proyecto, misma que coincide con la anteriormente remitida por PEP.
3. 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.
4. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
5. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.

6. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita 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.
7. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
8. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes.
9. 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-662-2012.

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

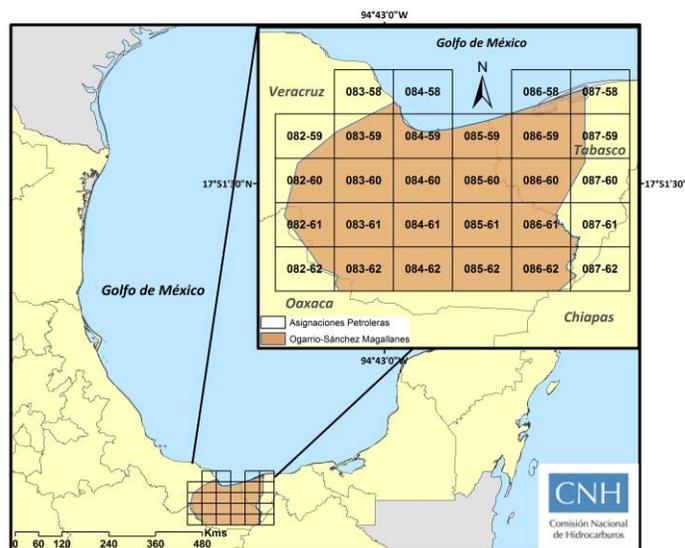
De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones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

a) Ubicación.

Los campos que forman parte del Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes se localizan entre los límites de los estados de Veracruz y Tabasco. Se limita al norte por el Golfo de México, al sur por los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al oeste por la cuenca terciaria de Veracruz y al este por la cuenca terciaria de Comalcalco. Ver figura 1. El área que comprende el Proyecto de Explotación es de 10,820 km².

El proyecto está formado por los campos Ogarrio, San Ramón, Sánchez Magallanes, Cinco Presidentes, Rodador, Blasillo, Guaricho, Rabasa, Nelash, Tiumut, Lacamango, Cerro Nanchital, Otates, La Central, Bacal, Los Soldados, Arroyo Prieto, Moloacán, Cuichapa y Brillante.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes.



Fuente: CNH con datos de PEP

b) Objetivo

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 292 millones de barriles de aceite y 381.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2060, con una inversión de 56,080 millones de pesos.

c) Alcance

El proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes contempla perforar 129 pozos de desarrollo, realizar 1,319 reparaciones mayores, que permitirá incrementar el factor de recuperación de los campos, así como conversión de pozos a inyectores de agua y 277 reparaciones menores.

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

Alternativa 1: *Considera declinación natural en los campos actualmente operando e implementación de procesos de recuperación secundaria de inyección de agua en 7 campos (Rodador, Ogarrio, Rabasa, Blasillo, Los Soldados, Lacamango y San Ramón). Contempla actualización de información sísmica 3D para la revaluación de volúmenes y reservas así como la perforación de 129 pozos convencionales y no convencionales, 1,319 reparaciones mayores, 277 reparaciones menores y la implementación de nuevas tecnologías que favorezcan la diversificación de los sistemas artificiales (BCP, BH, BHJ, etc.) con el fin de controlar altos cortes de agua y parafinamientos intensos.*

Alternativa 2: *Considera la declinación natural de los campos actualmente operando, la actualización de modelos geológicos mediante la sísmica 3D para la revaluación de volúmenes y reserva. Contempla la perforación y terminación de 59 pozos convencionales y no convencionales, 1,109 reparaciones mayores y 278 reparaciones menores. Considera la implementación de nuevas tecnologías que favorezcan la diversificación de los sistemas artificiales (BCP, BH, BHJ, etc.) con el fin de controlar altos cortes de agua y parafinamientos intensos.*

Alternativa 3: Considera la declinación natural de los campos actualmente operando, además de procesos de recuperación secundaria de inyección de agua en los veinte campos productores y construcción de infraestructura necesaria para el manejo de la producción obtenida y del agua de inyección. Contempla la perforación de 129 pozos convencionales y no convencionales, 1,319 reparaciones mayores, 278 reparaciones menores, adecuaciones de pozos existentes a inyectoros y la implementación de sistemas artificiales para el manejo de producción con el fin de controlar altos cortes de agua y parafinamientos intensos.

La Tabla 1 muestra un resumen de las alternativas presentadas por PEMEX.

Tabla 1. Resumen de las alternativas de explotación del proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes.

Escenario	Campo	Yacimientos			Pozos					Instalaciones		
		Recuperación	Proceso	Fluido de inyección	Perforación	Terminación	Reparaciones	Pozos inyectoros	Sistemas artificiales	Arreglo de localizaciones	Instalaciones de producción	Transporte de fluidos
1	Todos los campos operando	Primaria y secundaria	Inyección de agua	Agua	Vertical	Sencilla	DCP + RMA + RME	Conversiones de pozos existentes	Fluyente, BN, BM, BCP, BH, BHJ	Nuevas	Existentes + adecuaciones	Existentes + nuevas
					horizontal	Múltiple tubería ranurada				Macroperas		
					Alto Angulo					Existentes		
2	Todos los campos operando	Primaria			Vertical	Sencilla	DCP + RMA + RME		Fluyente, BN, BM	Nuevas	Existentes	Existentes
					horizontal	Múltiple tubería ranurada				Macroperas		
					Alto Angulo					Existentes		
3	Todos los campos operando	Primaria y secundaria	Inyección de agua	Agua	Vertical	Sencilla	DCP + RMA + RME	Conversiones de pozos existentes + Perforación	Fluyente, BN, BM, BCP, BH, BHJ	Macroperas nuevas + existentes con ampliación	Existentes + adecuaciones + nuevas	Existentes + adecuaciones + nuevas
					horizontal	Múltiple tubería ranurada						
					Alto Angulo							

Fuente: PEP

Las Tablas 2 y 3 presentan los indicadores económicos de las alternativas de explotación antes y después de impuestos.

Tabla 2. Indicadores económicos antes de impuestos para las alternativas evaluados.

	VPN (mm pesos)	VPI (mm pesos)	VPN/VPI (peso/pesos)
Alternativa 1	166,341	29,997	5.55
Alternativa 2	112,437	29,991	3.75
Alternativa 3	166,043	33,196	5.00

Fuente: PEP

Tabla 3. Indicadores económicos después de impuestos para las alternativas evaluados.

	VPN (mmpesos)	VPI (mmpesos)	VPN/VPI (peso/pesos)
Alternativa 1	17,644	29,997	0.59
Alternativa 2	732	29,991	0.02
Alternativa 3	15,363	33,196	0.46

Fuente: PEP

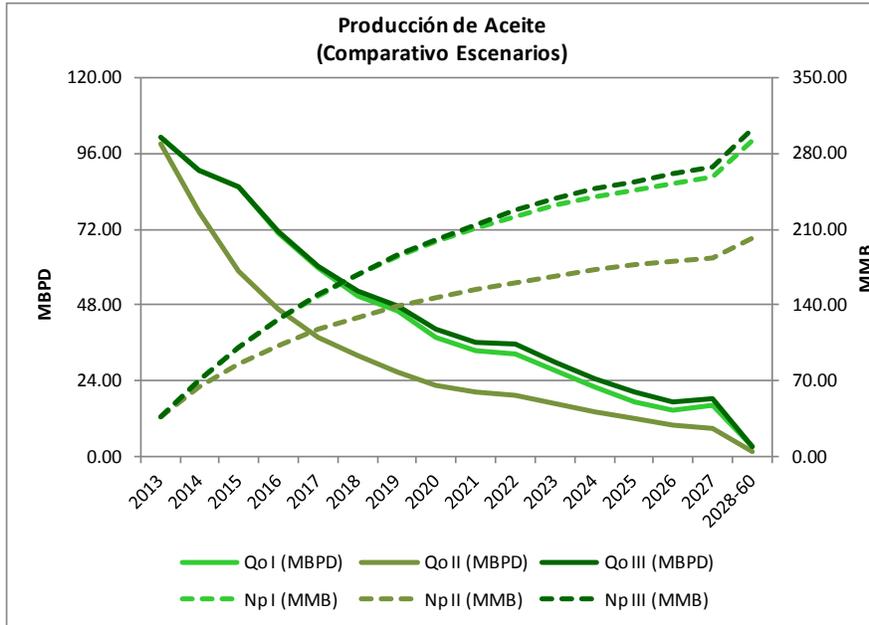
En la Tabla 4 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1, mientras que las Figuras 2 y 3 muestran los perfiles de producción de aceite y gas de las alternativas, respectivamente.

Tabla 4. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbd)	Qg (mmpcd)
2013	101.1	129.2
2014	90.9	116.1
2015	85.3	103
2016	70.7	92.8
2017	59.5	78.2
2018	50.8	67.2
2019	45.9	60.1
2020	37.8	51.2
2021	33.3	45.5
2022	32.5	44.9
2023	27.2	37.9
2024	21.8	31.4
2025	17.3	25.2
2026	14.7	21.7
2027	16.3	22.3
2028-60	2.9	3.5
Acumulada (2013-2060)	292 (mmb)	381 (mmpc)

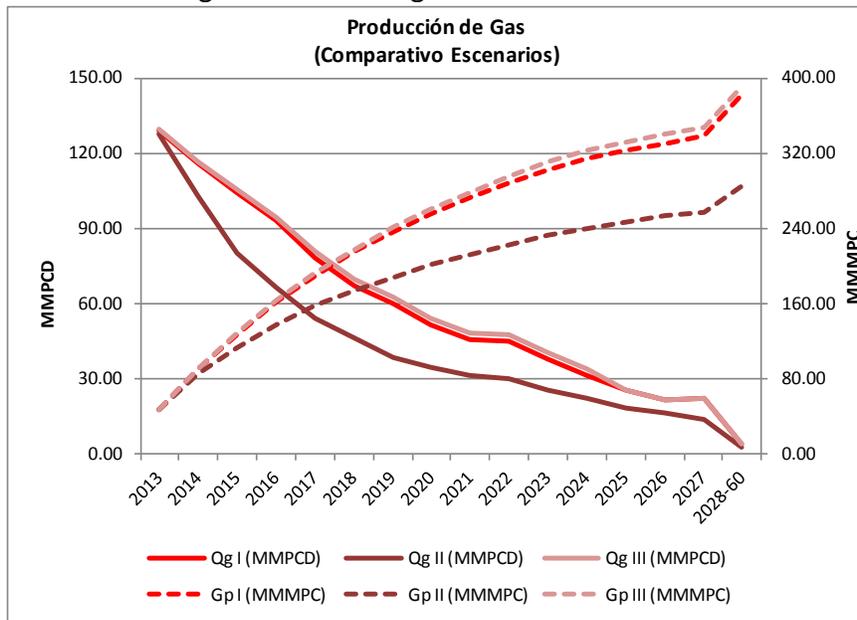
Fuente: PEP

Figura 2. Perfil de aceite de las alternativas.



Fuente: PEP

Figura 3. Perfil de gas de las alternativas.



Fuente: PEP

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 1, dado que ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y el riesgo asociado, con un VPN antes de impuestos de 166,341 millones de pesos y una relación VPN/VPI de 5.55.

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2060 en el proyecto es de 56,080 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 34,136 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

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

Año	Inversión	Gastos de Operación
2013	6,356	5,737
2014	5,590	5,775
2015	3,960	2,813
2016	3,848	2,407
2017	3,626	2,002
2018	3,491	1,815
2019	3,176	1,509
2020	2,993	1,538
2021	2,661	1,236
2022	2,478	1,216
2023	2,249	821
2024	2,246	679
2025	1,970	571
2026	1,614	706
2027	1,721	766
2028-2060	8,101	4,545
Total	56,080	34,136

Fuente: PEP

La Tabla 6 muestra el detalle del nivel de inversiones de tipo estratégica y operacional para el proyecto en el periodo 2013-2060.

Tabla 6. Inversiones estratégicas y operacionales estimadas 2013-2060 (mmpesos)

TIPO DE PROGRAMA	DESCRIPCIÓN	Proyecto propuesto
		2013-2060
ESTRATEGICA	Desarrollo de campos	4,295
	Ductos	8,123
	Moder modif y sust de instals producción	5,477
	Intervenciones mayores a pozos	3,874
	Modern. Y optimiz. de infraestructura	3,771
	Moder modif y sust de ductos	2,604
	Recuperación secundaria	2,360
	Vehículos de transporte o de trabajo	841
	Infraestructura de equipos de perforación	801
	Instalaciones de producción	381
	Sistemas artificiales de explotación	321
	Moder modif sust edif admin y bienes inm.	170
	Infraest. Mayor de servicios generales	132
	Modern. de infr de equipos. de perforación	90
	Equipo de cómputo y periféricos	56
	Infraest. de mobiliario y equipo de ofna	20
	Infraest. de edificios administrativos	18
	Seguridad industrial estratégica	2
Total ESTRATEGICA (mmpesos)		33,336
OPERACIONAL	Abandono de campos	686
	Apoyo a la comunidad	457
	Capacitación y actualización	176
	Conservación de pozos	2,899
	Gestion de activos	9,835
	Mantenimiento de ductos	1,934
	Mantto. de infraest. equipos perforación	1,352
	Mantto. de infraest. Serv. Generales	1
	Mantto. de instalaciones de producción	3,851
	Protección ecológica	1,129
	Seguridad industrial	424
Total OPERACIONAL (mmpesos)		22,744
TOTAL (mmpesos)		56,080
GASTOS OPERACION (mmpesos)		34,136

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, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes.

Tabla 7. Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Campo	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Fro (%)	Frg (%)
Arroyo Prieto	18	49	7.4	3.3
Bacal	230	292	46.2	51.3
Blasillo	299	259	21.1	47.5
Brillante	39	23	1	1.3
Campos F, Op. 23	1,194	670	35.6	32.2
Cerro Nanchital	47	8	42.5	42.9
Cinco Presidentes	1,009	964	31.1	44.9
Cuichapa	453	472	35.2	66.5
Guaricho	98	78	23.9	25.1
La Central	8	55	14.5	29.7
Lacamango	107	148	26.9	33.8
Los Soldados	133	307	26.6	28.7
Moloacán	222	122	18.1	33.4
Nelash	90	263	17.5	17.7
Ogarrio	1,006	1,143	1.8	1.7
Otates	214	486	20	30.5
Rabasa	122	81	16.9	16.5
Rodador	163	182	6.8	9.1
San Ramón	476	209	23.2	29.3
Sánchez Magallanes	1,031	617	20	21.8
Santa Ana	141	134	21.5	28.2
Tiumut	55	113	2.6	1.6
TOTAL	7,154	6,674	26	34

Fuente: PEP

Los valores de los factores de recuperación presentados en la tabla anterior fueron calculados por PEP 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 Ogarrio-Sánchez Magallanes se presentan en la Tabla 8.

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

Campo	1P		2P		3P	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Arroyo Prieto	0.4	0.8	1.6	1.8	1.8	15.7
Bacal	2.0	1.6	2.0	1.6	2.0	1.6
Blasillo	15.6	50.5	15.6	50.5	15.6	50.5
Brillante	8.4	7.2	9.6	8.2	10.1	8.5
Cerro Nanchital	2.5	0.2	2.5	0.2	2.5	0.2
Cinco Presidentes	21.5	28.3	21.5	28.3	21.5	28.3
Cuichapa	0.7	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6
Guaricho	21.6	18.3	21.9	22.6	21.9	22.6
La Central	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3	1.0
Lacamango	5.1	3.2	5.1	3.2	5.1	3.2
Los Soldados	8.0	11.5	8.0	11.5	8.0	11.5
Sánchez Magallanes	16.2	18.2	24.0	25.6	83.9	83.0
Moloacán	1.6	0.8	1.6	0.8	1.6	0.8

Campo	1P		2P		3P	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Nelash	3.8	10.2	6.4	18.6	9.1	28.6
Ogarrio	47.9	98.1	56.8	108.7	56.8	108.7
Otates	5.2	8.2	5.2	8.2	5.2	8.2
Rabasa	14.6	9.8	15.7	10.3	16.8	10.8
Rodador	14.8	20.1	18.7	22.0	18.7	22.0
San Ramón	37.6	28.6	37.6	28.6	37.6	28.6
Santa Ana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4
Tiumut	0.9	6.3	0.9	6.3	6.9	35.2
Campos F, Op. 23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	229	323	256	358	327	470

Fuente: PEP.

f) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 91.6 dólares por barril para el aceite y 5.8 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 para el cálculo de impuestos (sic).

En el horizonte 2013-2060, el proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes requiere una inversión de 56,080 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 369,207 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 34,136 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).

Año	Inversión estratégica	Inversión operacional	Gasto operacional	Total general
2013	4,784.0	1,572.0	5,737.0	12,093.0
2014	4,056.0	1,534.0	5,775.0	11,365.0
2015	2,524.0	1,436.0	2,813.0	6,773.0
2016	2,446.0	1,402.0	2,407.0	6,255.0
2017	2,247.0	1,379.0	2,002.0	5,627.0
2018	2,187.0	1,304.0	1,815.0	5,306.0
2019	1,908.0	1,268.0	1,509.0	4,685.0
2020	1,762.0	1,231.0	1,538.0	4,531.0
2021	1,560.0	1,101.0	1,236.0	3,897.0
2022	1,393.0	1,085.0	1,215.6	3,693.0
2023	1,183.0	1,066.0	821.4	3,071.0
2024	1,209.0	1,037.0	679.2	2,925.0
2025	1,207.0	763.0	570.7	2,541.0
2026	878.0	736.0	706.1	2,321.0
2027	997.0	724.0	765.5	2,486.0
2028-2060	2,995.0	5,106.0	4,546.0	12,649.0
Total	33,336.0	22,744.0	34,136.0	90,216.0

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	
Valor Presente Neto	166,341	17,644	mmpesos
Relación VPN/VPI	5.55	0.59	peso/peso
Beneficio Costo	4.27	1.09	peso/peso
Valor Presente de la Inversión	29,997	29,997	mmpesos
Valor Presente de los Ingresos	217,268	217,268	mmpesos
Valor Presente de los Costos	20,930	20,930	mmpesos
Valor Presente de los Impuestos	0	148,697	mmpesos
Valor Presente de los Egresos	50,927	199,625	mmpesos

Fuente: PEP.

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 166,341 millones de pesos y de 17,644 millones de pesos después de impuestos.

V. Emisión del dictamen

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

a) Revisión documental

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

b) Suficiencia documental.

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

<u>Aspectos de explotación</u>	Suficiente (85%)	Observaciones
I. Resumen ejecutivo		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
III. Introducción		
Introducción:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
IV. Motivo y justificación del proyecto		
Motivo y justificación del proyecto:	Sí	

V. Efectos de no realizarse el proyecto		
Efectos de no realizarse el proyecto:	Sí	
VI. Objetivo y alcance del proyecto		
Objetivo y alcance del proyecto:	Sí	
VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos		
Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos:	Sí	
VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural		
Orígenes, destinos y utilización del gas natural:	Sí	
IX. Modelo geológico		
Modelo geológico:	Sí	
X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción		
Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción:	Sí	
XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)		
a. Comportamiento del o los yacimientos:	Sí	
b. Comportamiento de los pozos:	Sí	
XII. Productividad de pozos		
a. Análisis de pozos:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
b. Monitoreo de pozos:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar		
a. Aspectos técnicos:	Sí	
b. Justificación del mejor escenario integral de explotación:	Sí	
c. Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación:	Sí	
XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación		
Estrategia de administración del proyecto de explotación:	Sí	
XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II		
a. Plan integral de explotación		
1. Estrategia de explotación:	Sí	

2. Desarrollo inicial:	Sí	
3. Plataforma de producción:	Sí	
4. Declinación:	No	La información está muy generalizada; no se presentan fechas, ni probabilidades de que se logre a tiempo, ni aspectos críticos.
5. Abandono:	Sí	
6. Monitoreo de explotación del yacimiento:	Sí	
7. Tecnología a utilizar:	Sí	
b. Ingeniería básica y de detalle de pozos		
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	
c. Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:	Sí	
d. Ingeniería básica de instalaciones		
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:	Sí	
8. Automatización integral subsuelo superficie:	Sí	
e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura		
Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:	Sí	
f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie		
Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie:	Sí	
g. Plan de mitigación de riesgos		
Plan de mitigación de riesgos:	Sí	
h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono		
Plan de desincorporación de activos y/o abandono:	Sí	
i. Planes detallados para la administración		
Planes detallados para la administración:	Sí	
j. Estimado de costos clase II		
El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad:	Sí	
k. Costos de inversión, operación y mantenimiento		
Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
l. Programa de erogaciones		
1. Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
2. Programa de erogaciones:	Sí	
m. Derechos		
Derechos:	Sí	
n. Guías para el control del proyecto		
Guías para el control del proyecto:	Sí	
XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación		
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 presenta el impacto ni la probabilidad, antes y después del plan de mitigación.
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	Sí	
XVII. Aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental		
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:	Sí	
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	Sí	
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales):	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	
XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	
XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's)		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's):	Sí	

XX. Administración del conocimiento		
a. Lecciones aprendidas:	Sí	
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 4 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

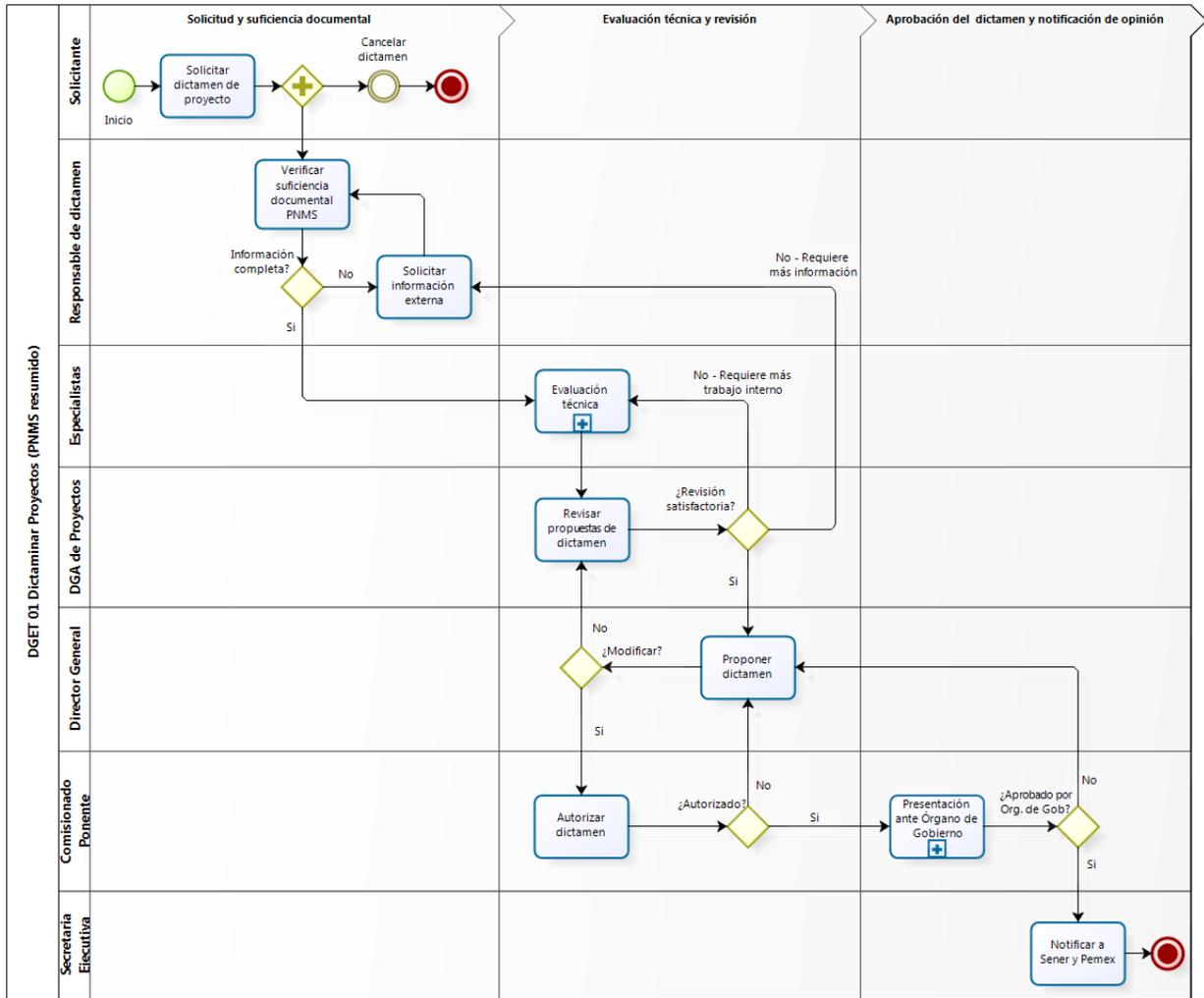
Este proceso inicia con la solicitud de dictamen del proyecto por parte de PEP.

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 4. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Fuente: CNH.

VI. Elementos del Proyecto.

De acuerdo al artículo 49 de los Lineamientos técnicos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos por lo menos 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 Ogarrio-Sánchez Magallanes.

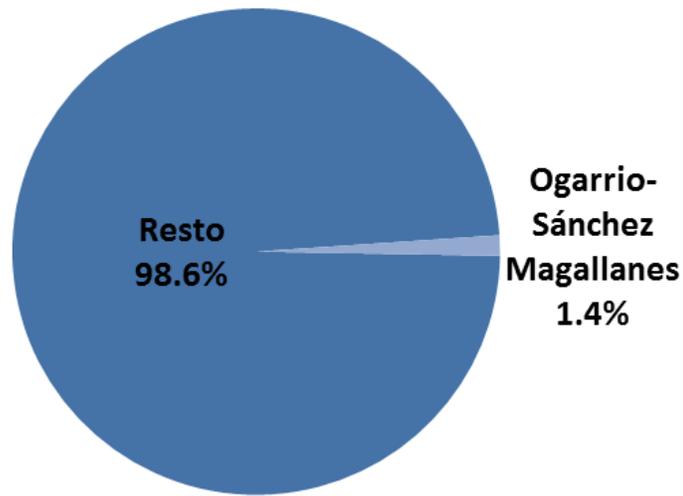
- i. Las reservas 2P del proyecto representan el 1.4% de las reservas totales de aceite y el 1% de las reservas totales de gas de la Nación al 1 de enero de 2012. Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesta, 2013-2060, el volumen a recuperar de aceite representa el 1.6% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 1.1% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 11.

Tabla 11. Comparativo de participación nacional de reservas.

Participación Nacional	Aceite	Gas
Reservas proyecto	1.4%	1.0%
Alternativa propuesta	1.6%	1.1%

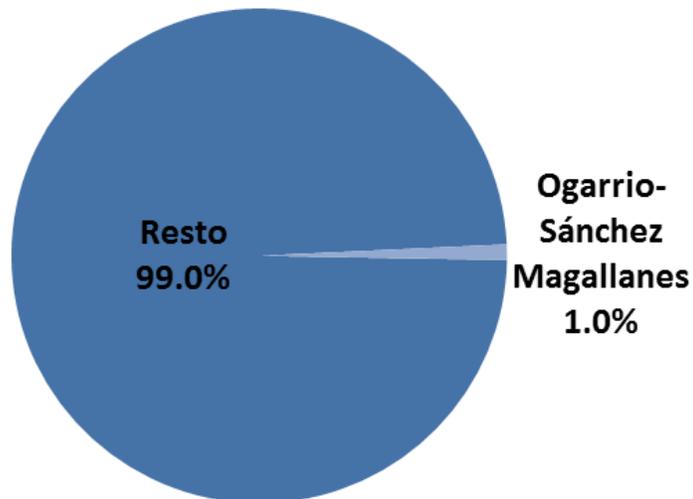
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 5. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Ogarrio Sánchez Magallanes en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



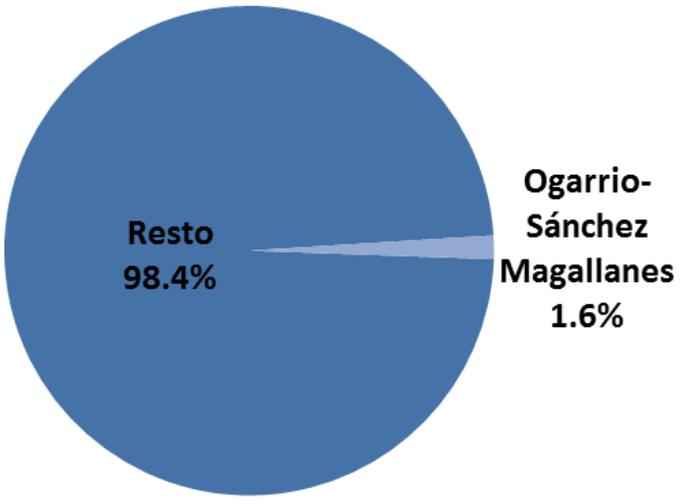
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 6. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Ogarrio Sánchez Magallanes en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



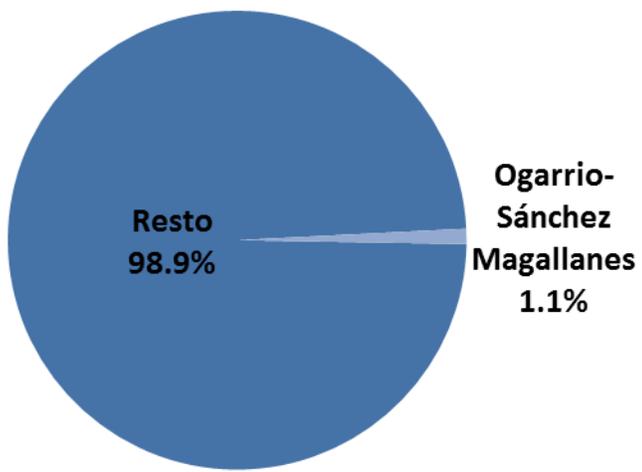
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 7. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Ogarrio Sánchez Magallanes (2013-2060) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 8. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Ogarrio Sánchez - Magallanes (2013-2060) en las reservas de la nación.



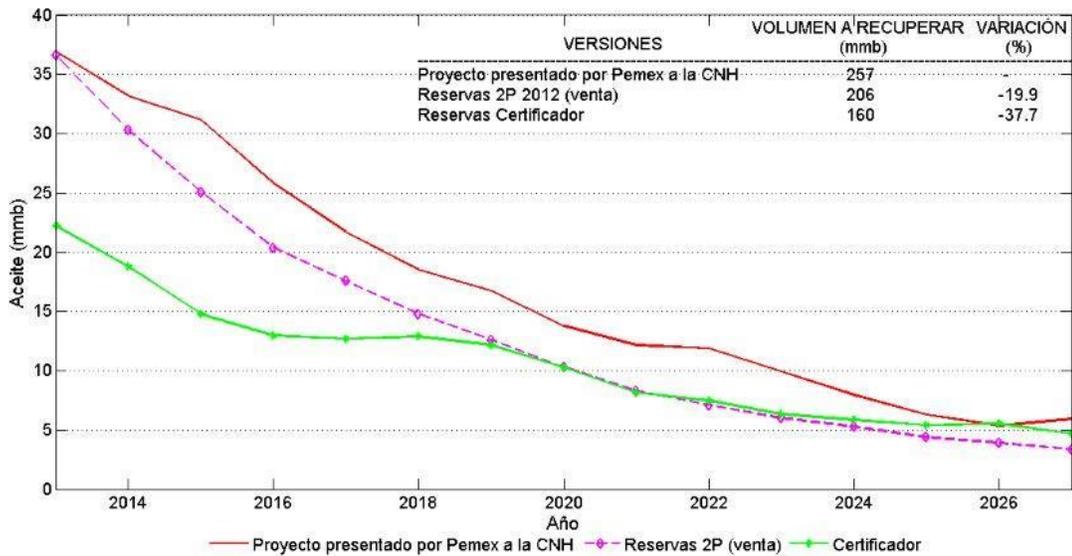
Fuente: CNH con datos de PEP.

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto de aceite y gas al 1 de enero de 2012 y la participación de los volúmenes a recuperar de la alternativa propuesta presentan diferencias importantes debido a que los horizontes de evaluación y estimación de estos procesos son distintos. 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.

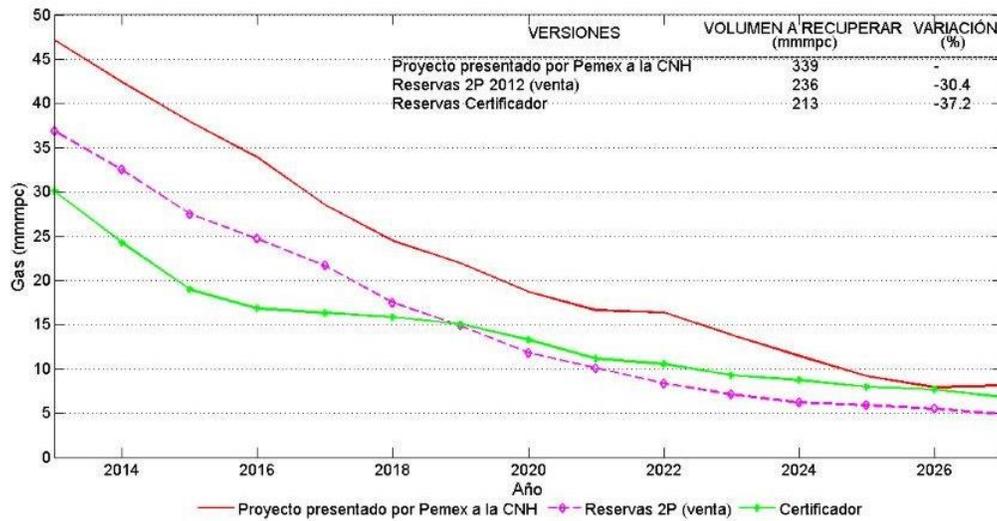
- ii. Debido a que los horizontes señalados en el documento del proyecto presentado a la Comisión son diferentes a los del proceso de reservas, se normalizaron los datos para el periodo 2013 - 2027 para hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 9) y gas (Figura 10).

Figura 9. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Ogarrio Sánchez Magallanes.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 10. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Ogarrío Sánchez Magallanes.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta diferencias respecto al perfil de reservas de aceite y se encuentra por encima del perfil de reservas (en el periodo 2014 al 2027). Asimismo, 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 venta¹, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Al igual que en el aceite, existe una diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de las reservas 2P, así como también se observa una 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

¹ 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.

gas, así como también disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros, revisando los aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras.

- 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. La Tabla 12 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 12. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

Campo	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
Arroyo Blanco	19.1	16.3	0	0	0	4.4	3.8	2.9
Arroyo Prieto	17.6	49	1.8	1.6	1.8	1.5	1.3	1.6
Bacal	230.2	291.8	2	2	1.6	115	106.3	149.7
Blasillo	299.1	259.2	27.6	15.6	50.5	92.3	63.1	123.2
Brillante	39.5	23.1	11.3	9.6	8.2	0.5	0.4	0.3
Cerro Nanchital	47	7.9	2.5	2.5	0.2	20	20	3.4
Cinco Presidentes	1,009.10	963.8	26.6	21.5	28.3	391.8	313.7	432.7
Concepción	43.7	66.2	0	0	0	10.5	7.4	13
Cuichapa-Poniente	452.6	472	0.7	0.7	0.6	189.4	159.3	313.7
El Burro	108.9	21.4	0	0	0	37.5	35.8	7.9
El Plan	391.4	75.9	0	0	0	170.9	162.5	32.1
El Tigre	0.4	0.3	0	0	0	0.1	0.1	0.1
Filisola	62.2	3	0	0	0	27.1	26.8	1.3

Guaricho	97.7	78	27.6	21.9	22.6	28.3	23.4	19.6
Gubicha	1.5	1.7	0	0	0	0.2	0.2	0.2
Gurumal	0	2	0	0	0	0.2	0	1
Ixhuatlán	26.6	1.6	0	0	0	3	3	0.2
Ixhuatlán Oriente	66.3	64.5	0	0	0	19.4	15.4	15.1
La Central	7.6	55.2	0.3	0.3	1	1.7	1.1	16.4
La Venta	206	204.7	0	0	0	75.6	62.4	62.1
Lacamango	107.2	147.8	5.9	5.1	3.2	41.8	28.8	50
Laguna Nueva	0	1.2	0	0	0	0	0	0.2
Los Soldados	133.2	306.7	9.4	8	11.5	46	35.5	88
Magallanes-Tucán-Pajonal	1,030.60	616.6	26.9	24	25.6	209.2	186.1	206
Moloacán	221.7	121.9	1.9	1.6	0.8	44.5	38.7	21.6
Nelash	89.7	263.4	11.4	6.4	18.6	2.8	1.6	4.5
Nuevo Teapa	4.2	0.3	0	0	0	1.2	1.2	0.1
Ogarrio	1,006.20	1,143.20	84.1	56.8	108.7	288.6	201.2	348.7
Otates	213.8	485.9	7.2	5.2	8.2	55.5	36.2	80
Palmitota Oriente	0.7	0.4	0	0	0	0.1	0.1	0.1
Panal	7.5	36.1	0	0	0	2.7	1.3	7.8
Pomela	0	0.4	0	0	0	0	0	0.2
Puente	6.1	4	0	0	0	1.5	1.1	1.8
Rabasa	122.1	80.6	17.8	15.7	10.3	9.8	8.3	7.3
Rabón Grande	19.3	10.1	0	0	0	7.8	7	3.6
Rodador	163.1	182.2	24.1	18.7	22	50.9	37.8	53.3
San Alfonso	3.8	3	0	0	0	0.8	0.7	0.7
San Ramón	476.2	209.1	42.3	37.6	28.6	102.8	95.3	45.6
Santa Ana	141.2	133.9	0	0	0	36.7	30.4	37.8
Santa Rosa	11.1	2	0	0	0	6.2	6	1.1
Tacuilolapa	20.4	21.3	0	0	0	4.7	3.3	7
Tiumut	54.7	112.9	1.4	0.9	6.3	1.6	1.4	1.8
Tonalá	162.6	84.1	0	0	0	80.2	72.6	34.7
Total	7,122	6,624.70	332.8	255.7	358.8	2,184.90	1,800	2,198.10

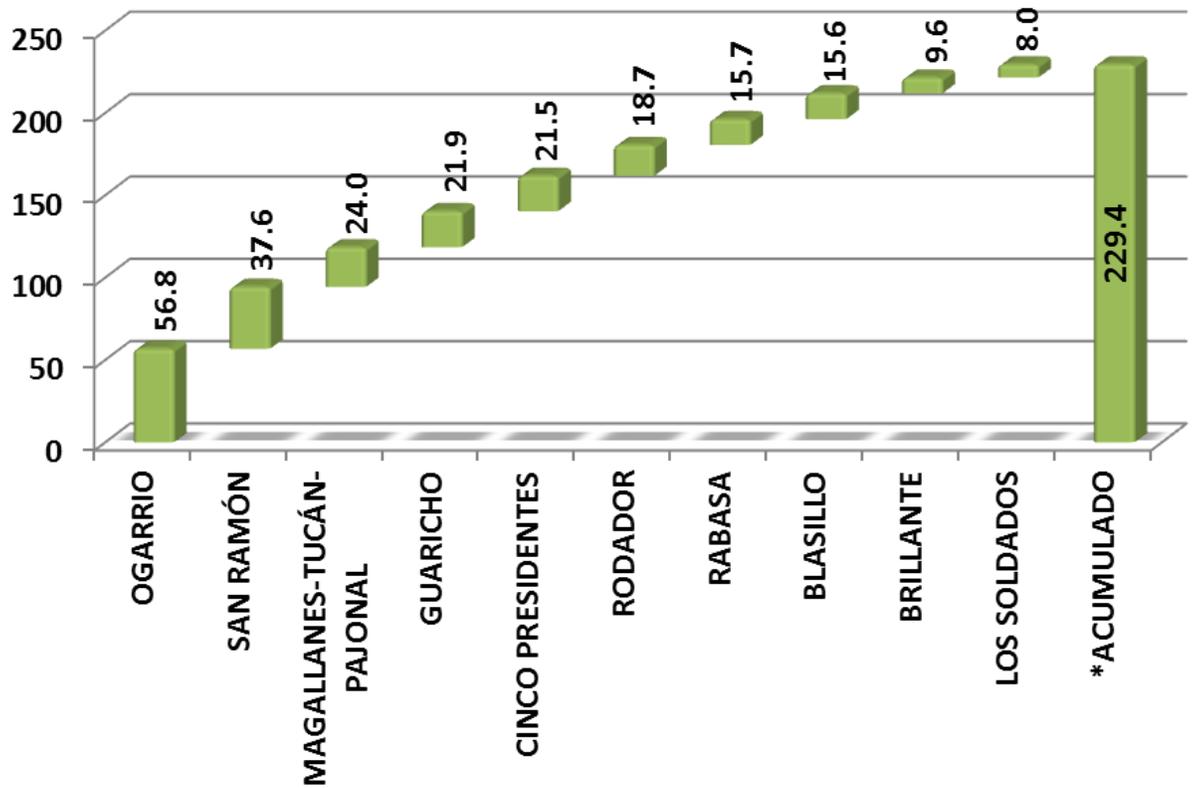
Fuente: PEP

Solo 20 Campos presentan perfil de producción en la categoría de reservas 2P de aceite y gas: Arroyo Prieto, Bacal, Blasillo, Brillante, Cerro Nanchital, Cinco Presidentes, Cuichapa-Poniente, Guaricho, La Central, Lacamango, Los Soldados, Magallanes-Tucán Pajonal, Moloacán, Nelash, Ogarrio, Otates, Rabasa, Rodador, San Ramón, y Tiumut.

- v. El volumen a recuperar del proyecto (horizonte 2013-2060) sobrepasa las cifras oficiales de las reservas totales 2P de aceite y gas al 1-enero-2012, debido a que se incluye parte de la reserva posible en aceite (36.3 mmb) y gas (23.7 mmmpc) correspondiente al campo Sánchez Magallanes, se recomienda evaluar la factibilidad de que esta reserva sea reclasificada para ser adicionada al desarrollo del proyecto; apegándose a los Lineamientos de reservas emitidos por la Comisión, y aplicando las metodologías internacionales aceptadas para la evaluación de reservas de hidrocarburos.

- vi. A continuación se presenta la aportación que cada campo tiene en el total de las reservas 2P de aceite y gas (1-enero-2012) para el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes.

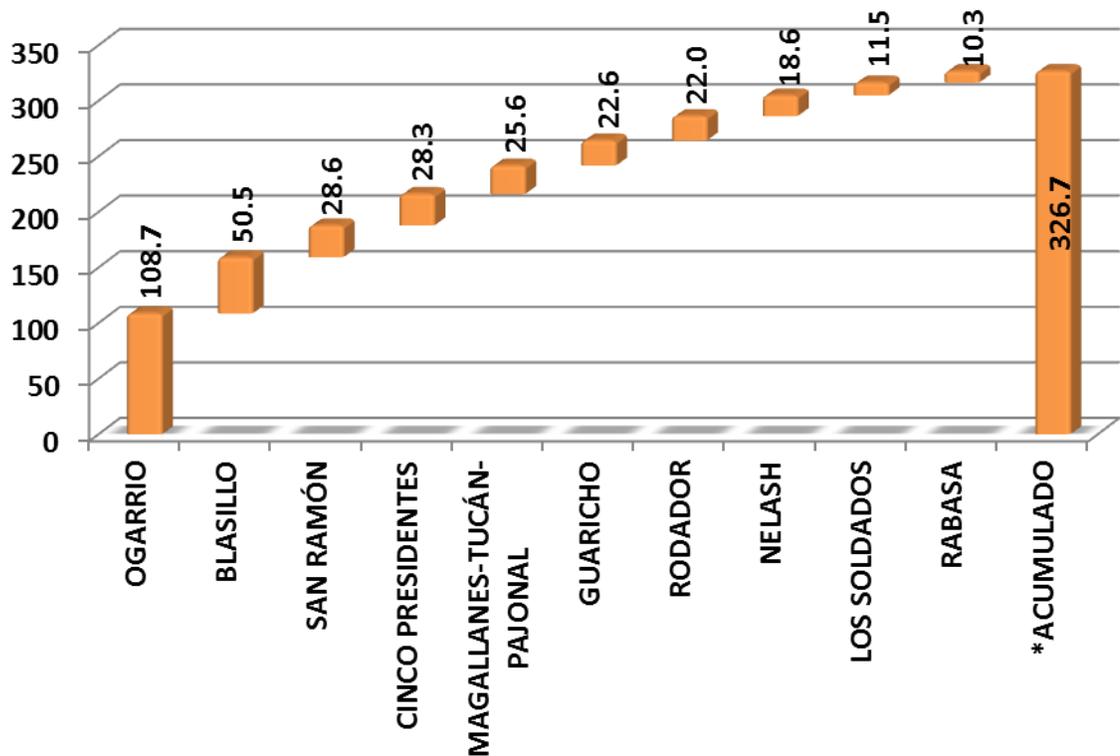
Figura 11. Integración proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes, Reservas 2P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP.

En la gráfica anterior se puede observar las reservas remanentes 2P de aceite asociadas a los principales campos que integran el proyecto, que contienen más del 90% de las reservas.

Figura 12. Integración proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes, Reservas 2P de gas (mmmpc).



Fuente: CNH con datos de PEP.

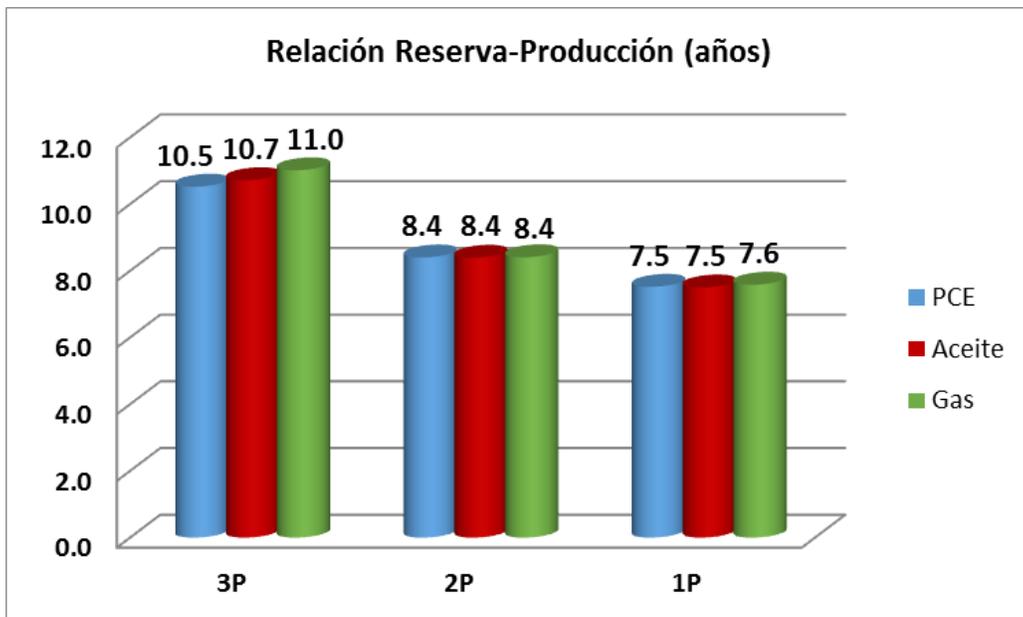
En la gráfica anterior se puede observar las reservas remanentes 2P de gas asociadas a los principales campos que integran el proyecto, que contienen más del 90% de las reservas.

Relación Reserva-Producción Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes

La relación de reserva-producción, describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. La relación reserva-producción, se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de

enero de 2012 y la producción total del 2011. A continuación se presentan los valores de la relación reserva-producción del proyecto Ogarrio Sánchez Magallanes en la siguiente gráfica:

Figura 13. Relación Reserva-Producción del proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes al 1 de enero 2012.



Fuente: CNH con datos de PEP.

La relación de reserva-producción para el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes en términos de petróleo crudo equivalente es de 7.5 años para las reservas Probadas (1P), de 8.4 años para las reservas 2P y de 10.5 años para las reservas 3P; considerando una producción de 39.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

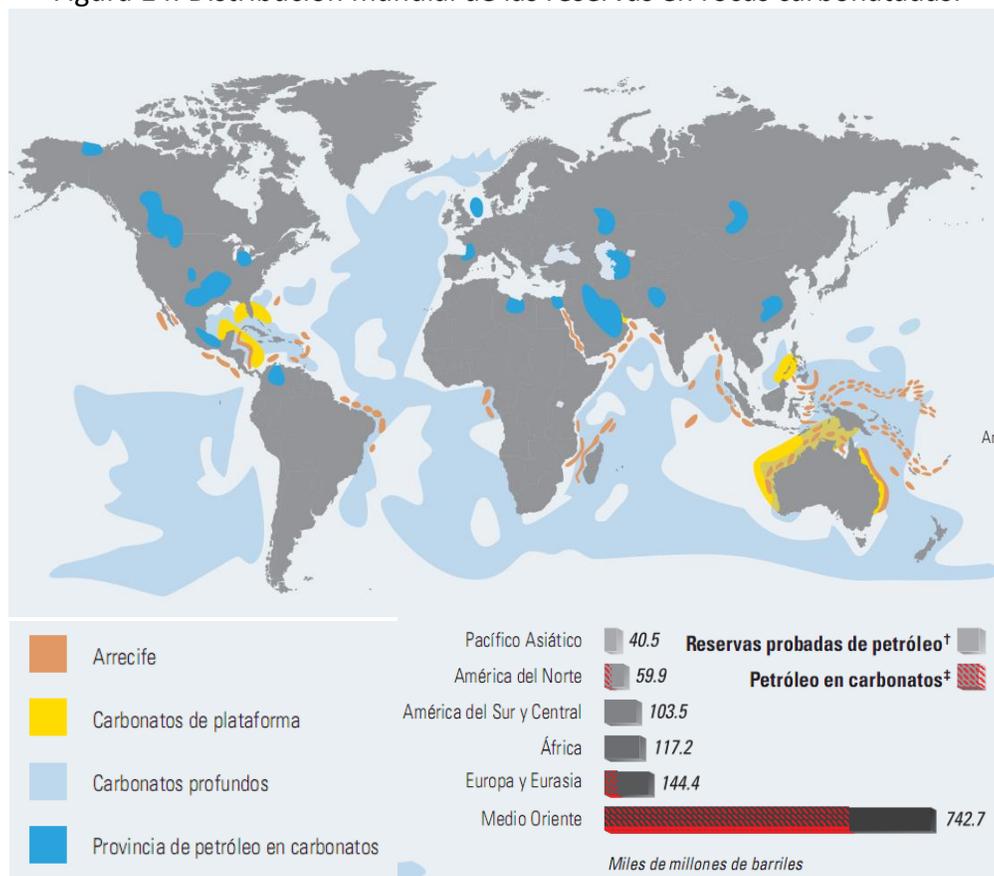
En lo referente al aceite se consideró una producción de 30.5 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 7.5 años para las reservas Probadas (1P), de 8.4 años para las reservas 2P y de 10.7 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 7.6 años para las reservas Probadas (1P), de 8.4 años para las reservas 2P y de 11 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 42.7 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 14 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 14. 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 saturación², 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

² 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.

medio de muy baja permeabilidad (la matriz de la roca), tanto en la zona de gas como en zonas de agua. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de recuperación mejorada y avanzada no convencionales que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

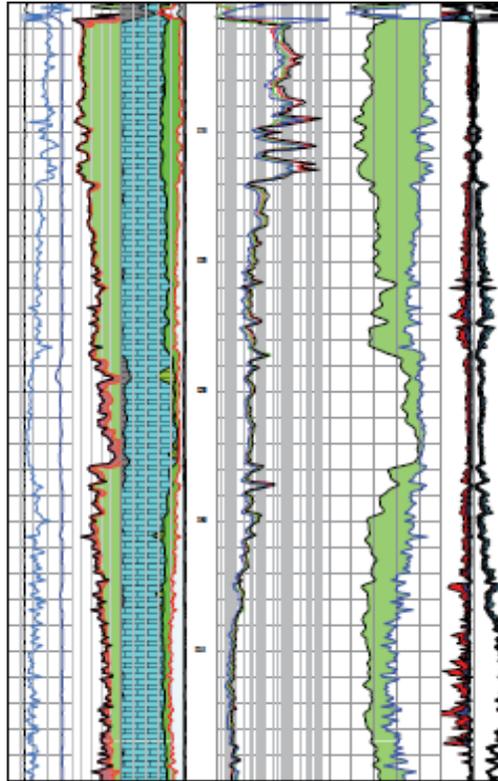
Existe una amplia gama de tecnologías consideradas por PEMEX para ser implementadas en los campos del proyecto en diversas ramas de la ingeniería. Es consideración de la Comisión que estas tecnologías deben estar alineadas con una administración eficiente de los campos a fin de que sean explotados de 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 15, 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 15. 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 Ogarrio-Sánchez Magallanes está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite volátil y gas asociado, distribuidos en cerca de 40 campos, de los cuales según los datos de reservas 2P al 1 de enero de 2012, cerca del 90% de este tipo de reserva en crudo se encuentra en 10 campos; Ogarrio, San Ramón, Magallanes-Tucán-Pajonal, Guaricho, Cinco Presidentes, Rodador, Rabasa, Blasillo, Brillante, y Los Soldados.

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 a 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 13 presenta los valores de factores de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2060.

Tabla 13. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2060)	Fr Actual	Fr (2013-2060)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	7,122.0	1,800.4	292.0	25.3%	4.1%	29.4%
Gas (mmmpc)	6,624.7	2,198.1	381.4	33.2%	5.8%	38.9%

*Nota:

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

Fr (2013-2060): (Vol rec. Proy)/Vol Orig (3P)

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

Fuente: CNH con datos de PEP.

En la estimación de los factores de recuperación realizado por la CNH se consideró 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, estando consciente de que era un reto, tanto para la industria como para la autoridades noruegas, alcanzar dicha meta. Es interesante notar que el factor de recuperación, a partir del año 2004, se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000, sólo se ha incrementado en 2%. Esto demuestra la complejidad técnica que existe al tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.³

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

Por lo anterior, y tomando como referencia los casos de Noruega, la Comisión considera que los factores de recuperación del proyecto tienen una gran oportunidad de ser incrementados mediante la jerarquización y selección de 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.

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 emitió recomendaciones que considera 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 se 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) 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.
- e) 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 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) 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.
- e) 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, 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.

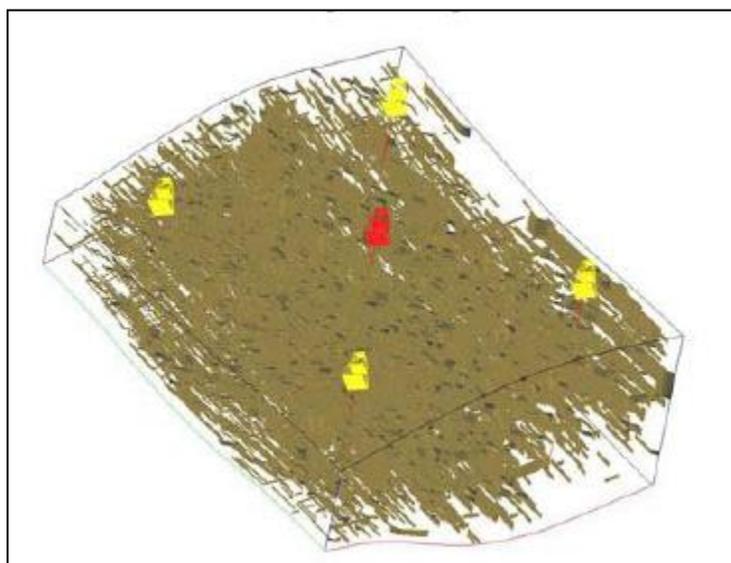
- a) La sísmica 4D es una aplicación que se debe evaluar para para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas; esto ha sido desarrollado de manera exitosa en campos como Ekofisk en el Mar del Norte.
- b) Se deben realizar estudios de saturación de aceite residual 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 sus yacimientos. 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) Algunos de sus 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” 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 16. Modelos de Fracturas.



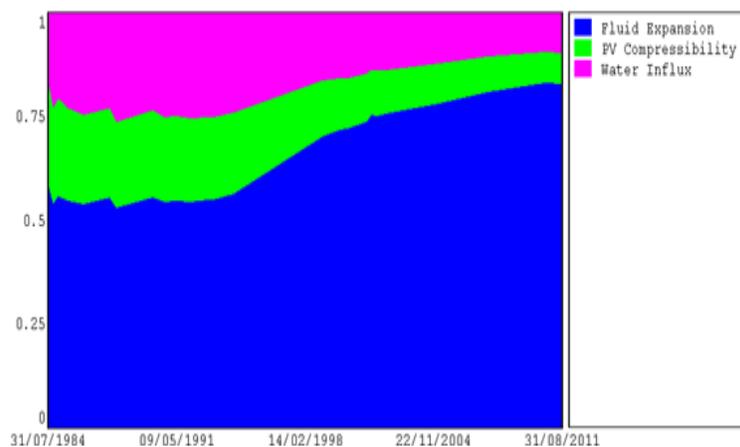
Fuente: An Innovative Workflow to Model Fractures in a Giant Carbonate Reservoir (IPTC 12572)

- 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 alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos.

Ingeniería de Yacimientos.

- a) En la documentación recibida por la CNH se documenta el perfil del histórico de producción del proyecto, pero no se integra un análisis 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.

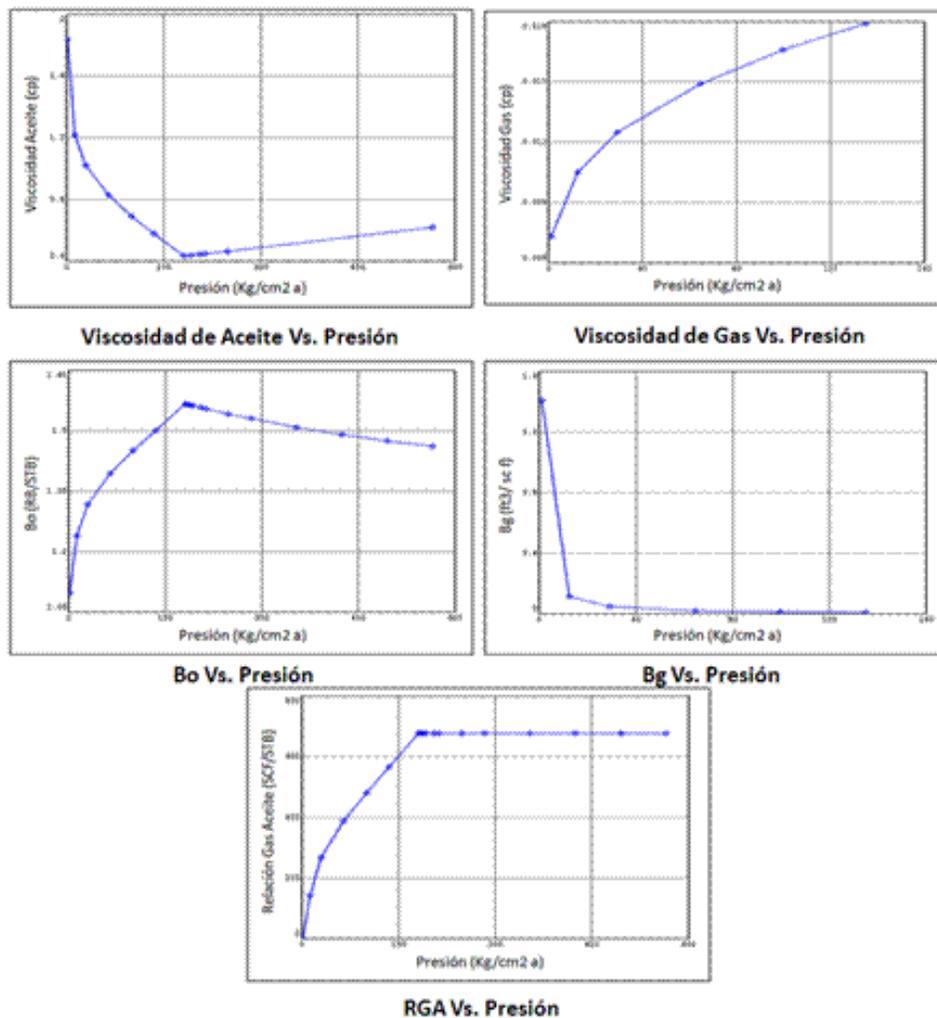
Figura 17. Ejemplo de análisis de mecanismos de empuje en un yacimiento.



Fuente: PEMEX

b) A pesar de que se menciona que se han realizado análisis PVT no queda claro con cuáles se cuenta, ni qué tan representativos son éstos para reproducir el comportamiento de los fluidos del 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 18. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.

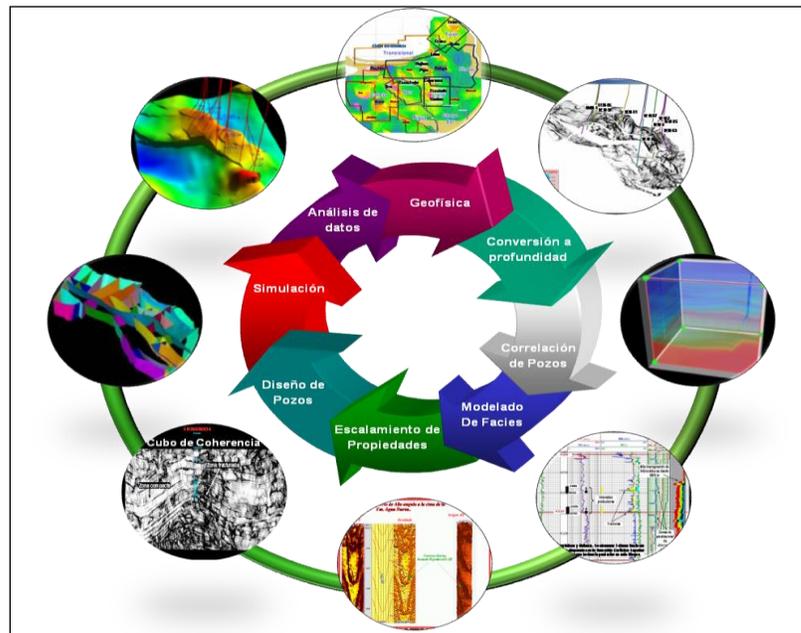


Fuente: PEMEX

Adicionalmente, se requiere que, con el fin de identificar o descartar potenciales procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos o formaciones principales, se tome en cuenta las pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite de los diferentes tipos de fluidos de todos los yacimientos principales.

- c) Para estar en posibilidad de generar modelos estáticos y dinámicos confiables. Se debe 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, de yacimientos y petrofísicos.

Figura 19. Flujo de trabajo para la construcción del modelado geológico.



Fuente: PEMEX

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 Ogarrio-Sánchez Magallanes 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 deba contar 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 deberá presentar 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.

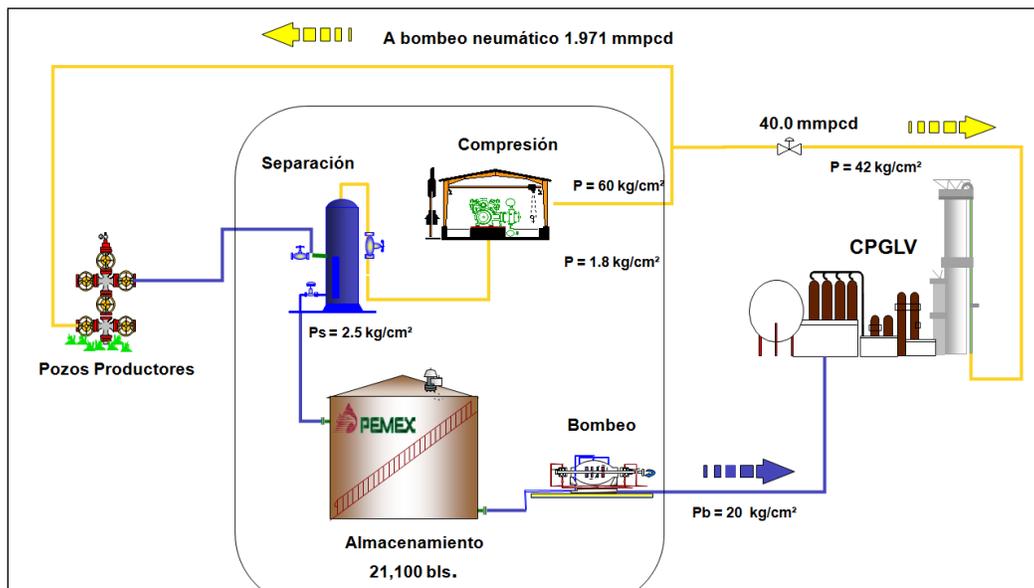
- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se evalúe la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada en los campos del proyecto, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
- 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 20 muestra un esquema de proceso de una batería de separación.

- a) 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 20. Esquema de proceso de una batería de separación.



CPGLV= Complejo Procesador de Gas La Venta

Fuente: PEMEX

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 Ogarrio-Sánchez Magallanes se recomienda lo siguiente:

- Documentar los equipos de medición, procedimientos y personal involucrado en la medición del campo incentivado Sánchez Magallanes.
- Realizar la medición de líquidos considerando tecnologías que complementen la medición por cinta en tanques.
- Documentar los resultados y estimar las incertidumbres de los medidores de cono invertido aplicados para la medición del gas.

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 de vital importancia 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 agua, se deben integrar las tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua y/o gas, 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) Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEMEX deberá incluir un programa donde se especifiquen las actividades principales a realizarse

en los yacimientos del proyecto, así como las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento de estos procesos.

- c) Este proyecto sólo ha considerado actividades de recuperación secundaria; como la inyección de agua en algunos campos del proyecto, pero con el fin de incrementar la considerable reserva de estos campos, es fundamental que PEMEX evalúe exhaustivamente el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todas formaciones productoras principales del proyecto. Además para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEMEX se debe incluir un programa en el cual se especifiquen las actividades principales a realizar en cada campo del proyecto.

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 Ogarrío-Sánchez Magallanes 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 91.6 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.8 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 5000 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 14 se muestra los indicadores económicos.

Tabla 14. Indicadores económicos.

	Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	166,341	17,644	mmpesos
Relación VPN/VPI	5.55	0.59	peso/peso
Beneficio Costo	4.27	1.09	peso/peso
Valor Presente de la Inversión	29,997	29,997	mmpesos

Fuente: PEP.

- Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados las alternativas que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y la mejor relación VPN/VPI.

- c) 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.
- d) 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.
- e) 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 35%.
 - b. La producción de hidrocarburos se contrae en 26%.
 - c. Los costos totales aumentan 35%.
- f) El *government take*⁴ en valor presente del proyecto es significativo. El Gobierno Federal recauda alrededor de 89% del flujo de efectivo del proyecto en el total de su vida productiva.

⁴ El *government take* se define como el cociente del valor presente de los impuestos entre el valor presente neto del proyecto; se estima antes de impuestos.

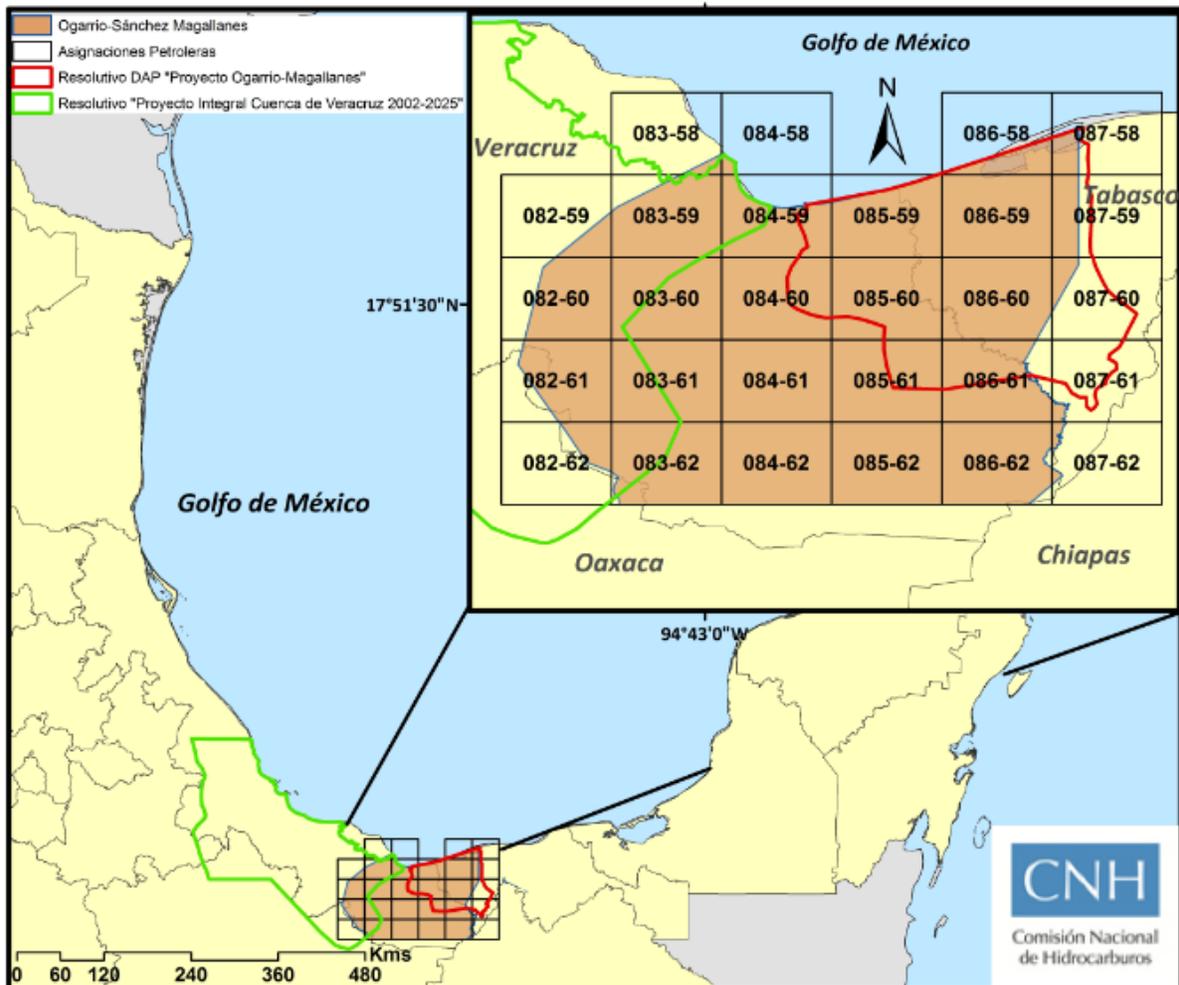
iv. Aspectos Ambientales

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 el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes”.

En relación con este proyecto, PEMEX obtuvo la autorización descrita en el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 de fecha 5 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Asimismo, cabe destacar que PEP, en la documentación entregada a esta Comisión no señala la existencia de la modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/0151/09 la cual corresponde al Proyecto “Desarrollo de las Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes” (oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07), de fecha 15 de enero de 2009, en las cuales se identificaron, caracterizaron y delimitaron 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.

Figura 21. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes.



Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 21, el proyecto de Explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante el oficio resolutivo del Proyecto "Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes".

En la Figura 20 se identifican áreas las cuales se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/4659/10 correspondiente al Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Programa Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de PEMEX Exploración y Producción.

Existen áreas del proyecto que no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT); el cual no se encuentra avalado ambientalmente, por lo que esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en este proyecto.

La Comisión recomienda gestionar las autorizaciones correspondientes para cubrir en su totalidad el área del proyecto y los permisos pertinentes toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades del proyecto.

Es responsabilidad de PEMEX el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes.

- 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 homologada con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEMEX Exploración y Producción (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 entregada, señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, sin embargo, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Ogarrio Sánchez - Magallanes, 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 que remita PEMEX una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Ogarrio Sánchez - Magallanes.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente 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 Ogarrio Sánchez - Magallanes 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 Mexicanas en materia ambiental, 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 Ogarrio-Sánchez Magallanes 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**

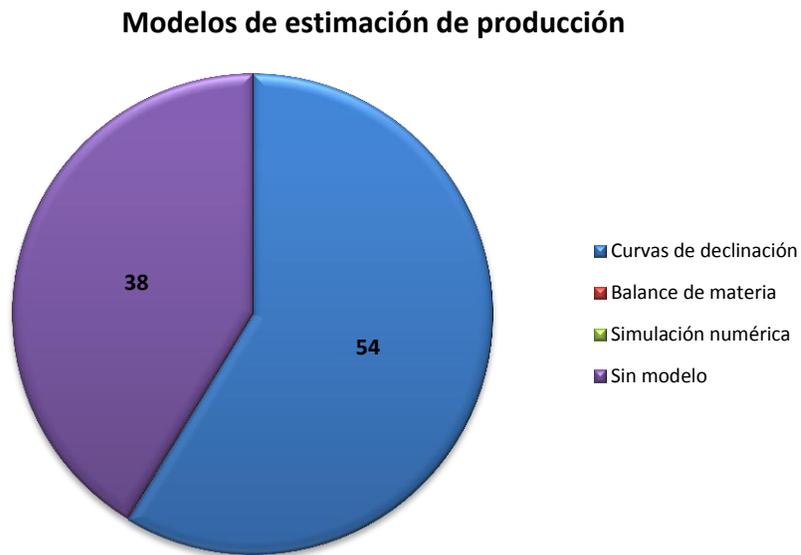
El proyecto de explotación Ogarrio-Sánchez Magallanes posee 92 yacimientos en 44 campos. De este grupo, se tienen 61 yacimientos productores de aceite negro, 12 de aceite volátil, 15 de gas húmedo, 2 de gas seco y 2 más de gas y condensado.

Los modelos de estimación utilizados para estos yacimientos 52 fueron reportados con curvas de declinación como el modelo de estimación utilizado para evaluar sus volúmenes de hidrocarburos, los 40 restantes no reportaron modelo alguno, información a diciembre de 2011.

Sin embargo, en el último documento técnico recibido del proyecto se esclarece el modelo utilizado en los yacimientos del campo Cuichapa, teniéndose un total de 54 yacimientos con curvas de declinación, de los 38 restantes no se reportan modelo de estimación.

La Figura 22 presenta la comparación de los modelos de estimación de producción de ambas fuentes de información, mientras que la Tabla 15 muestra la comparación para los principales yacimientos del proyecto.

Figura 22. Modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes.



Fuente: CNH con datos de PEP

Tabla 15. Modelos de estimación de producción utilizados para los principales yacimientos

Campo	Yacimiento	Tipo fluido producido	Modelo de estimación de pronósticos
Ogarrio	Bloque-A	Aceite negro	Curvas de declinación
San Ramón	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Blasillo	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Guaricho	Plioceno	Aceite negro	Curvas de declinación
Rodador	Encanto	Aceite negro	Curvas de declinación
Magallanes-Tucán-Pajonal	Área 400-900	Aceite negro	Curvas de declinación

Rabasa	Amate	Aceite volátil	Curvas de declinación
Cinco Presidentes	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Cinco Presidentes	MS 17_20	Aceite negro	Curvas de declinación
Brillante	Mioceno	Aceite volátil	Curvas de declinación
Los Soldados	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Ogarrio	Bloque-A Norte	Aceite negro	Curvas de declinación
Otates	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Lacamango	Mioceno	Aceite negro	Curvas de declinación
Magallanes-Tucán-Pajonal	Área central	Aceite negro	Curvas de declinación
Cerro Nanchital	KI	Aceite negro	Curvas de declinación
Guaricho	G501	Aceite negro	Curvas de declinación
Moloacán	Encanto-AN	Aceite negro	Curvas de declinación
Arroyo Prieto	Encanto 4	Aceite negro	Curvas de declinación
Bacal	Filisola	Aceite negro	Curvas de declinación

Fuente: CNH con datos de PEP

De los yacimientos con curvas de declinación, únicamente 2 no reportan información referente a sus historiales de producción por pozo el resto posee la información necesaria para el uso del modelo. Por lo anterior, la Comisión solicita que se aclare la información utilizada para la estimación de producción por curvas de declinación de los yacimientos Arroyo Prieto Deposito 2 y Santa Ana Terciario.

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

Los 92 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 224.8 mmb de reserva 1P de aceite; 249.4 mmb, de reserva 2P de aceite; y 317.4 mmb, de reserva 3P de aceite al 1 de enero de 2012. De estas cifras, el total está sustentado con modelo de curvas de declinación, ningún yacimiento sin modelo de estimación reportó reservas existentes a enero de 2012. La Tabla 16 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados con el modelo de estimación utilizado en los yacimientos pertenecientes al proyecto.

Tabla 16. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	224.8	249.4	317.4
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
Total	224.8	249.4	317.4

Fuente: CNH con datos de PEP

El caso del gas es el mismo, los 92 yacimientos del proyecto tienen una reserva total 1P de gas de 313.5 mmmpc; 340.1 mmmpc, de reserva 2P de gas; y 441.2 mmmpc, de reserva 3P de gas. De estas cifras el total está evaluado con modelo de curvas de declinación. La Tabla 17 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas pertenecientes a los yacimientos del proyecto.

Tabla 17. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	313.5	340.1	441.2
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
Total	313.5	340.1	441.2

Fuente: CNH con datos de PEP

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 92 yacimientos, 291.6 mmbpce son de reserva 1P, 321.6 mmbpce son de reserva 2P y 400.3 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, conforme a las tablas anteriores el total está evaluado con curvas de declinación. La Tabla 18 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes categorías de reservas que están sustentados por el modelo de estimación.

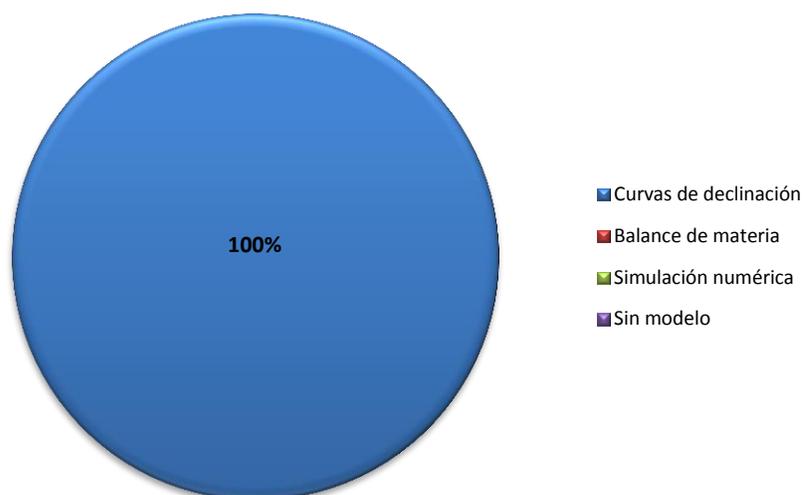
Tabla 18. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	291.6	321.6	400.3
Sin modelo	0.0	0.0	0.0
Total	291.6	321.6	400.3

Fuente: CNH con datos de PEP

Los 38 yacimientos que no reportan modelo de estimación de producción no tienen volúmenes en ninguna categoría de reservas. La Figura 23, la cual muestra la distribución de las reservas remanentes 2P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

Figura 23. Distribución de las reservas remanentes 2P de aceite, gas y petróleo crudo equivalente.



Fuente: CNH con datos de PEP

- **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 de su modelo de estimación.

Ninguno de los 54 yacimientos con curvas de declinación reportan conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos, información indispensable para el uso de balance de materia y de simulación numérica.

De los 35 yacimientos de aceite negro, 11 de ellos reportan la planeación de un proceso de recuperación adicional, 10 de ellos especifica que se planea la inyección de agua: Rodador Encanto, San Ramón Encanto-AN, Magallanes Área Central, Magallanes Área 400-900,

Magallanes Área 600-700, Cinco Presidentes Encanto-AN, Bacal Filisola, Bacal Paraje Solo y Ogarrio Bloque-B y Bloque-C; Ogarrio Bloque-A reporta la planeación de recuperación adicional sin especificar el tipo de inyección. Los yacimientos antes mencionados deben evolucionar sus modelos de estimación, por lo menos a balance de materia o en caso de ser necesario hasta simulación numérica, se necesita un gran trabajo en la toma de información necesaria para evolucionar sus modelos de estimación; por lo tanto, la Comisión recomienda la evaluación de la factibilidad de que dichos yacimientos cambien su modelo de estimación a balance de materia y a simulación numérica.

De 8 los yacimientos productores de aceite volátil con curvas de declinación, 6 yacimientos aún no se encuentran en explotación: 5 yacimientos del campo Nelash (Plioceno 1 a 5) y Brillante Mioceno, es recomendable una evaluación de la factibilidad para la toma de información referente a las propiedades de los fluidos y llevar dichos yacimientos a un modelo de balance de materia.

Por último Tiamut Arenas C y Arroyo Prieto Depósito 2 son los 2 yacimientos de gas y condensado con curvas de declinación, ambos sin explotar aún. Es recomendable una evaluación de la factibilidad para la toma de información referente a las propiedades de los fluidos y llevar dichos yacimientos a un modelo de balance de materia.

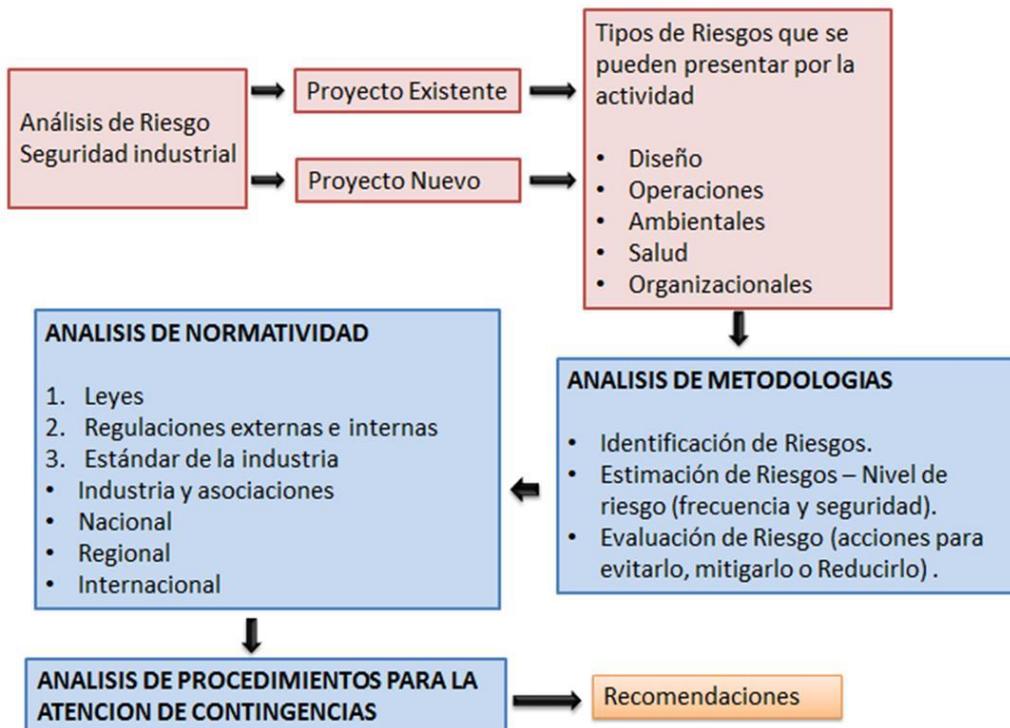
Para la enorme cantidad de yacimientos sin modelo de estimación, la Comisión sugiere una evaluación de los pronósticos de producción tanto por curvas de declinación por balance de materia; dado que se encuentra en inicios de su explotación, el análisis por ambos modelos es importante para reducir la incertidumbre en la estimación de sus volúmenes, comparar los resultados de ambos modelos y seleccionar el más adecuado. En caso de ser necesario, también se recomienda una evaluación de la factibilidad del uso de simulación numérica.

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 24) en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes:

- 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

- En zonas pobladas, las cuales se encuentren por encima de yacimientos que se estén explotando, como en el caso del campo Carrizo, esta Comisión recomienda que se deben de incrementar las medidas de seguridad.
- 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 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.

A continuación se presenta la cédula del proyecto y la hoja firmada por el Grupo de Trabajo de Inversión, mismos que sustituyen la Manifestación de Impacto Petrolero (MIP).

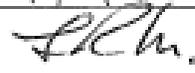
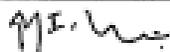
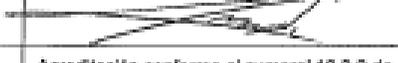
Proyectos de explotación: Cuenca de Macuspana, Cactus Sitio Grande y Ogarrío Sánchez Magallanes.

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Petróleos Mexicanos, el 6 de noviembre de 2012, se presentaron los proyectos Cuenca de Macuspana, Cactus Sitio Grande y Ogarrío Sánchez Magallanes para la acreditación de la etapa equivalente al FEL III, con base en los documentos soporte a la decisión DSD3 presentados por el Organismo, obteniéndose el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

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

Acreditación:

Con base en la información proporcionada por PEMEX Exploración y Producción, el GTI acredita la etapa equivalente al FEL III de los proyectos Cuenca de Macuspana, Cactus Sitio Grande y Ogarrío Sánchez Magallanes.

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

1. Antecedentes

El Proyecto Ogarrío Sánchez Magallanes está integrado, principalmente, por 20 campos productores de aceite y gas: Ogarrío, San Ramón, Sánchez Magallanes, Cinco Presidentes, Rodador, Blasillo, Guaricho, Rabasa, Nelash, Tiumut, Lacamango, Cerro Nanchital, Otates, La Central, Bacal, Los Soldados, Arroyo Prieto, Moloacán, Cuichapa y Brillante, cuyos yacimientos se encuentran a profundidades que van de los 400 a 4500 metros bajo el nivel del mar; las rocas productoras son areniscas del Terciario y Calizas del Cretácico.

Los hidrocarburos que contienen son de aceite volátil y gas asociado, cuya densidad promedio es de 33 °API y contribuyen a enriquecer la mezcla de crudo de exportación. El desarrollo de los campos comenzó en el siguiente orden: Tonalá (año 1928), El Burro (1931), El Plan (1931), Ogarrío y Sánchez Magallanes en 1957, Cinco Presidentes (1960), San Ramón (1967), Blasillo (1968), Cuichapa (1970), Rodador (1971) y Bacal (1976), aumentando la producción de manera considerable, alcanzando una máxima histórica en 1972 de 171 MBPD de aceite y 252 MMPCD de gas. En Diciembre de 2011 se alcanzó una producción de 91 MBPD de aceite.

2. Ubicación

El Proyecto Ogarrío Sánchez Magallanes, abarca una extensión de 10,820 km² y se ubica entre las coordenadas 18° 15' y 17° 15' de latitud Norte, -95° 20' y -93° 20' de longitud Oeste, se encuentra entre los límites de los estados de Veracruz y Tabasco. Se limita al Norte por el Golfo de México, al Sur por los plegamientos de la sierra de Chiapas, al Oeste por la Cuenca Terciaria de Veracruz y al Este por la Cuenca Terciaria de Comalcalco.



3. Objetivo y Alcance

El objetivo del Proyecto Ogarrío Sánchez Magallanes es recuperar en el horizonte año 2013-2027, una producción acumulada de 257 MMB de aceite ligero y 339 MMPCD de gas asociado; se tiene contemplado, esencialmente, la perforación y terminación de 129 pozos, 1,176 reparaciones mayores, 269 reparaciones menores a pozos y la construcción de la infraestructura necesaria para la explotación de los campos Rabasa, Guaricho y Brillante, así como actividades necesarias para la eficiente operación de las instalaciones de producción e infraestructura general.

El Proyecto Ogarrío Sánchez Magallanes surge como Proyecto Nuevo debido a que se desincorpora del Proyecto de Producción Complejo Antonio J. Bermúdez.

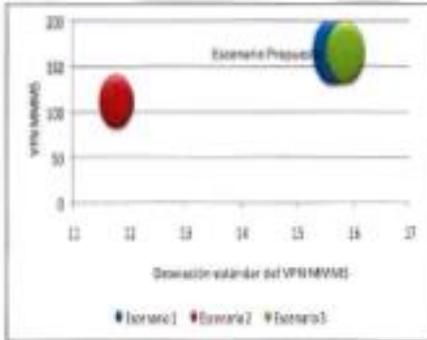
4. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas remanentes asociadas a los Campos Ogarrío, San Ramón, Sánchez Magallanes, Cinco Presidentes, Rodador, Blasillo, Guaricho, Rabasa, Nelash, Tiumut, Lacamango, Cerro Nanchital, Otates, La Central, Bacal, Los Soldados, Arroyo Prieto, Moloacán, Cuichapa y Brillante son:

Reservas Remanentes 2012 (01/01/2012)						Factor de Recuperación de aceite (%)		Factor de Recuperación de gas (%)	
Aceite (MMB)			Gas (MMPCD)			@ 10/1/2012	Final	@ 10/1/2012	Final
1P	2P	3P	1P	2P	3P				
228	298	327	324	369	470	28	29	34	39

Handwritten signature and initials

5. Evaluación y selección del escenario



Escenario 1 (Escenario Propuesto)

- Declinación natural de los campos actualmente operando.
- Comienza proceso de recuperación secundaria de inyección de agua, para siete campos: Rodater, Ogarrío, Rabasa, Basilio, Los Sordados, Lacamango y San Ramón.
- Considera la actualización de modelos geológicos de los principales campos, utilizando la información sísmica 3D a fin de reevaluar los volúmenes y reservas originales.
- Comienza la perforación y terminación de 120 pozos convencionales y no convencionales.
- 1,178 reparaciones mayores a pozos, que permitirá incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos de los campos.
- 269 reparaciones menores.
- Conversión de pozos o inyectoras de agua.
- Implementación de nuevas tecnologías.
- Control de deposición de parafinas, con el objetivo de controlar la declinación de la producción de los campos.

Escenario 2

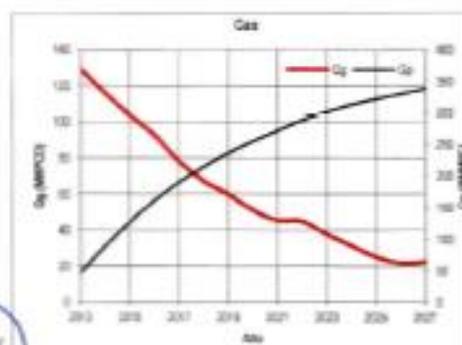
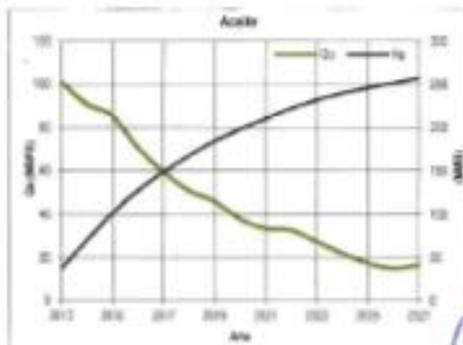
- Declinación natural de los campos actualmente operando.
- Actualización de modelos geológicos de los principales campos, utilizando la información sísmica 3D a fin de reevaluar los volúmenes y reservas originales.
- Perforación y terminación de 80 pozos convencionales y no convencionales.
- 1,100 reparaciones mayores.
- 278 reparaciones menores.
- Implementación de nuevas tecnologías.
- Control de deposición de parafinas, con el objetivo de controlar la declinación de la producción de los campos.

Escenario 3

- Declinación natural de los campos actualmente operando.
- Proceso de recuperación secundaria de inyección de agua en veinte campos productores: Rodater, Ogarrío, Rabasa, Basilio, Los Sordados, Lacamango, San Ramón, Sánchez Magallanes, Cinco Presidentes, Guarricho, Nalaeen, Tumul, Cerra Nanchal, Otrera, La Canina, Sacal, Arroyo Prieto, Molokán, Guayusa y Britania.
- Construcción de la infraestructura necesaria para el manejo de la producción obtenida y del agua de inyección.
- Adquisición de pozos existentes como inyectoras.
- Perforación y terminación de 120 pozos convencionales y no convencionales.
- 1,314 reparaciones mayores, que permitirá incrementar el factor de recuperación de los campos.
- 278 reparaciones menores.
- Conversión de pozos a inyectoras de agua.
- Implementación y diversificación de sistemas artificiales para el manejo de producción con alto corte de agua.
- Control de deposición de parafinas, con el objetivo de controlar la declinación de la producción de los campos.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Seleccionado

Ciclo de Planeación 2013-2027.



Página 2 de 3

7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: La canalización y baja eficiencia en el burnés de aceite en el proceso de inyección de agua en el yacimiento (Efectuar pruebas de laboratorio a núcleos y de campo, construir modelos basados en atributos sísmicos, y definir la extensión y heterogeneidad de los cuerpos de arenos mediante estudios petrofísicos, estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y de facies).
2. Técnico: Condiciones dinámicas por inyección de agua y avance de la posición del contacto agua-aceite en los yacimientos. (Ejecutar un programa estratégico de toma de información para determinar los gastos, elaborar modelos de simulación de los campos con información representativa, registros de saturación detrás de la tubería de revestimiento y estudios de avance de los contactos agua-aceite).
3. Social: Afectaciones y permisos para operar en forma oportuna en el área geográfica del proyecto donde se encuentran diversas poblaciones. (Estrategia de atención a la comunidad con un programa de gestión oportuno de acuerdo a la normatividad vigente).

8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

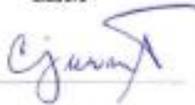
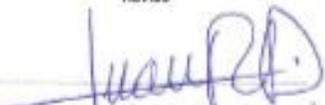
Actividad pozos	Proyecto Propuesto (2013-2027)	Obras Nuevas	Proyecto Propuesto (2013-2027)
Pozos de desarrollo	129	Ductos	114
Reparaciones Mayores	1,170	Baterías de Separación	1
Reparaciones Menores	289	Plantas Compresoras	1
		Plantas de Inyección de Agua	6

9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos (2013-2027)	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPI (M\$)	20,099	20,000
VPII (M\$)	102,150	17,282
VPII/PI (S/E)	5.5	0.6

10. Resultado del Dictamen

Con base en la información presentado 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 Ogarrío Sánchez Magallanes es: **APROBADO**.

Elaboró	Revisó	Autorizó
		
Ing. Juan Cuevas Soto	Ing. Juan Manuel Rodríguez Domínguez	M. en I. Rubén Luján Salazar



En la Tabla 19 se muestra el comparativo de información general entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) de PEMEX y la información del proyecto enviado a esta Comisión para emitir el dictamen.

Tabla 19. 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	ND	56,080	-
Gasto de Operación	mmpesos	ND	34,136	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	257	292	12%
Reservas a recuperar Gas 2P	mmmpc	339	381.4	11%
Horizonte		2013-2027	2013-2060	
Pozos a perforar desarrollo	núm.	129	129	0%
Pozos a perforar inyectoros	núm.	ND	ND	-
Rep. Mayores	núm.	1,176	1,319	11%
Rep. Menores	núm.	269	277	3%
Ductos	núm.	114	ND	
VPN (antes impuestos)	(MM\$)	162,150	166,341	3%
VPI (antes impuestos)	(MM\$)	29,059	29,997	3%
VPN (después impuestos)	(MM\$)	17,282	17,644	2%
VPI (después impuestos)	(MM\$)	29,059	29,997	3%

Es importante mencionar que el GTI de PEMEX autorizó un proyecto el cual no cuenta con datos de Inversión y Gasto de Operación, como puede verse en la cédula del dictamen del proyecto Ogarrío-Sánchez Magallanes. Así mismo existen variaciones entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión; hay una diferencia considerable, mayor al 11%, en los volúmenes de reserva 2P. De igual forma se puede observar una diferencia en el número de reparaciones mayores y menores, así como en los indicadores económicos.

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 OGARRIO - SÁNCHEZ MAGALLANES									
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	(2018-2060)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmposos)	6,356	5,590	3,960	3,848	3,626	32,700	56,080	10
Gasto de Operación	(mmposos)	5,737	5,775	2,813	2,407	2,002	15,402	34,136	10
Qo Promedio.	(mbpd)	101.1	90.9	85.3	70.7	59.5	-	292 (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.	Contempla la declinación natural de los campos en operación y la implementación de inyección de agua en algunos campos. También considera la actualización de modelos geológicos utilizando la sísmica 3D. Así mismo se incluye la perforación, terminación de pozos convencionales y no convencionales, así como reparaciones mayores y menores.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	69	60	0	0	0	0	129	NA
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reparaciones Mayores.	(número)	99	95	102	109	110	804	1319	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 la información de reservas para tener 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 de explotación Ogarrio Sánchez Magallanes 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 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.
10. 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

11. 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.

12. 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

13. 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.

14. 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.

15. 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

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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 Ogarrio Sánchez - Magallanes 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.