

# Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cactus - Sitio Grande (Modificación Sustantiva)

MAYO 2013

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN .....</b>	<b>4</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....</b>	<b>8</b>
A) UBICACIÓN. ....	8
B) OBJETIVO .....	9
C) ALCANCE .....	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	13
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN. ....	14
F) INDICADORES ECONÓMICOS .....	17
<b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>19</b>
A) REVISIÓN DOCUMENTAL .....	19
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL. ....	19
C) DICTAMEN DEL PROYECTO.....	23
<b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN. ....</b>	<b>25</b>
A) RESERVAS.....	25
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS. ....	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. ....	44
III. ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	53
IV. ASPECTOS AMBIENTALES .....	55
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS.....	59
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	68
<b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>	<b>71</b>
<b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>	<b>77</b>
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA .....	78
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>79</b>
<b>X. OPINIÓN A SENER .....</b>	<b>84</b>

## I. Introducción

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

El proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande, desarrollado por el Activo Macuspana - Muspac, incorporó los campos comprendidos en el proyecto Carmito Artesa (Agave, Carmito, Artesa, Giraldas, Secadero, Gaucho e Iris) más los campos Catedral, Mundo Nuevo, Muspac, Chiapas-Copanó, Malva, Sunuapa, Topén y Chintul, asociados al proyecto de explotación Cactus – Sitio Grande, razón principal por la cual se originó una modificación sustantiva.

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

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

1. Oficio SPE-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 Cactus - Sitio Grande.
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 Cactus - Sitio Grande, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones respecto lo observado en la documentación presentada por PEMEX respecto de este proyecto.

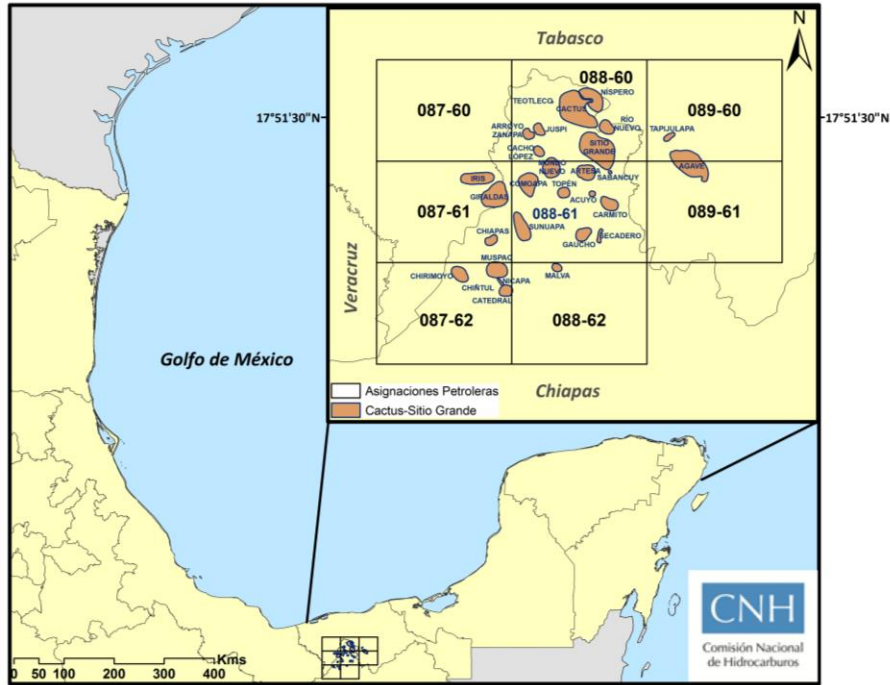
### *a) Ubicación.*

El proyecto Cactus - Sitio Grande se encuentra a 32 kilómetros al Suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en la porción Norte del Estado de Chiapas. Se encuentra limitado al Norte por la Planicie Costera del Golfo de México, al Sur por la Sierra de Chiapas y al Este y Oeste por la zona del frente de la Sierra de Chiapas. Se localiza entre las coordenadas 93°28'18" longitud oeste, 17° 54'23.62" latitud norte y 92°51'31.27" W y 17°21'53.03"N. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto.

El proyecto Cactus - Sitio Grande está formado por 29 campos, entre los que destacan Cactus, Teotleco, Juspí, Sitio Grande, Muspac, Catedral, Sunuapa, Gaucho y Artesa.



Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.



Fuente: CNH con datos de PEP

### *b) Objetivo*

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande tienen como objetivo alcanzar una producción acumulada de 139 millones de barriles de aceite y 842 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2045, con una inversión de 28,930 millones de pesos.

### *c) Alcance*

El proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande contempla perforar 19 pozos de desarrollo, realizar 38 reparaciones mayores, 53 reparaciones menores, 180 taponamientos; así como la adecuación de la infraestructura necesaria de recolección y transporte para el manejo de la producción.

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

**Alternativa 1:** Recuperación primaria, secundaria y mejorada. Considera la perforación de 19 pozos de direccionales convencionales y de alto ángulo, con terminación sencilla revestida y/o con tubería ranurada, 38 reparaciones mayores y 53 reparaciones menores. Asimismo, contempla pozos fluyentes, el uso de bombeo neumático (BN), bombeo neumático autoabastecido (BNA), bombeo hidráulico tipo Jet (BHJ), bombeo mecánico (BM) y la conversión de 2 pozos a inyectores para la inyección de gas de formación en el campo Sunuapa, Bloque Este. También contempla la recuperación mejorada con la inyección de gas de formación más CO<sub>2</sub> para el campo Sitio Grande; así como la optimización y/o construcción de nuevas instalaciones de producción.

**Alternativa 2:** Recuperación primaria, secundaria y mejorada. Contempla la perforación de 16 pozos (uno horizontal en el campo Teotleco y otro en el campo Juspí), 38 reparaciones mayores y 51 menores. Considera pozos fluyentes, el uso de bombeo neumático (BN), bombeo neumático autoabastecido (BNA), bombeo hidráulico tipo Jet (BHJ), bombeo mecánico (BM), la conversión de 2 pozos a inyectores para la inyección de gas en el campo Sunuapa, Bloque Este, así como la optimización y/o construcción de nuevas instalaciones de producción. Asimismo, considera la recuperación mejorada con la inyección de gas de formación más CO<sub>2</sub> para el campo Sitio Grande.

**Alternativa 3:** Recuperación secundaria y mejorada. Contempla la perforación de 16 pozos direccionales, con terminación sencilla revestida; pozos fluyentes, sistemas artificiales como bombeo neumático (BN), bombeo neumático autoabastecido (BNA), bombeo hidráulico tipo Jet (BHJ) y bombeo mecánico (BM); 38 reparaciones mayores y 53 reparaciones menores. Asimismo, considera la continuidad de la recuperación mejorada en el campo Sitio Grande.

Las Tablas 1 y 2 muestran el resumen de las alternativas presentadas por PEMEX.

Tabla 1. Resumen de alternativas de explotación del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.

Alternativa	Yacimiento				Pozos				
	Campo	Recuperación	Proceso	Fluido de Inyección	Perforación	Terminación	Reparación	Pozos inyectoros	Sistema artificial
1	Campos actualmente en explotación y en desarrollo	Primaria, secundaria y mejorada	Miscible e inmiscible	Gas de formación, gas de formación + CO <sub>2</sub>	Direccional + alto ángulo	Sencilla revestida + tubería ranurada	RMA + RME	Conversión de pozos existentes	Fluyente + optimización de BN + BHJ + BM
2	Campos actualmente en explotación y en desarrollo	Primaria, secundaria y mejorada	Miscible e inmiscible	Gas de formación, gas de formación más CO <sub>2</sub>	Direccional + alto ángulo + horizontal	Sencilla revestida	RMA + RME	Conversión de pozos existentes	Fluyente + optimización de BN + BHJ
3	Campos actualmente en explotación y en desarrollo	Primaria			Direccional + alto ángulo	Sencilla revestida	RMA + RME		Fluyente + optimización de BN + BHJ

Fuente: PEP

Tabla 2. Resumen de alternativas de explotación del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande, continuación.

Alternativa	Instalaciones		
	Arreglo de localizaciones	Instalaciones de producción	Transporte de fluidos
1	Macropera existentes con ampliación	Existentes, construcción y optimización	Existentes y nuevas
2	Macropera existentes con ampliación	Existentes, construcción y Optimización	Existentes y nuevas
3	Macropera existentes con ampliación	Existentes, construcción y optimización	Existentes y nuevas

Fuente: PEP

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

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

	VPN (mmpesos@2012)	VPN/VPI
Alternativa 1	102,031	5.21
Alternativa 2	95,327	4.91
Alternativa 3	87,914	4.67

Fuente: PEP

**Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 1** porque ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y el riesgo asociado, con un VPN de 102,031 millones de pesos y una relación VPN/VPI de 5.21.

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

Tabla 4. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2013	55	290
2014	51	281
2015	44	251
2016	38	219
2017	35	190
2018	30	162
2019	26	137
2020	21	116
2021	17	94
2022	13	71
2023	11	55
2024	8	43
2025	7	35
2026	6	28
2027	4	25
2028-2045	15	311
Total	139 (mmb)	842 (mmpc)

Fuente: PEP

#### d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2045 en el proyecto es de 28,930 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 31,999 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

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

Año	Inversión (mmpesos)		Gastos de operación (mmpesos)
	Estratégica	Operacional	
2013	5,340	1,849	4,548
2014	2,862	1,907	4,377
2015	751	1,274	4,093
2016	783	1,127	2,816
2017	521	1,040	2,531
2018	585	861	2,151
2019	409	839	1,806
2020	436	793	1,488
2021	322	723	1,234
2022	452	718	1,002
2023	317	696	841
2024	321	663	725
2025	298	666	651
2026	314	657	581
2027	362	630	332
2028-2045	77	337	2,823
Total	14,149	14,781	31,999

Fuente: PEP

Las Tablas 6 y 7 muestran las inversiones estratégica y operacional y gastos de operación, respectivamente, requeridos para la ejecución del proyecto.

Tabla 6. Inversiones estratégicas y operacionales (mmpesos).

Inversiones estratégicas		Inversiones operacionales	
Desarrollo de campos	4,845	Abandono de campos	208
Ductos	1,060	Apoyo a la comunidad	505
Equipo de cómputo y periféricos	21	Capacitación y actualización	114
Infraestructura de equipos de perforación	1,091	Conservación de pozos	788
Infraestructura de mobiliario y equipo de oficina	11	Desarrollo tecnológico de explotación	413
Infraestructura mayor de servicios	106	Gestión de activos	5,143

generales			
Instalaciones de producción	788	Mantenimiento de ductos	1,012
Intervenciones mayores a pozos	357	Mantenimiento de infraestructura de equipos de perforación	1,608
Moder modif y sust de ductos	27	Mantenimiento de infraestructura de servicios generales	1,078
Moder modif y sust de edificios admin y bienes inmuebles	206	Mantenimiento de instalaciones de producción	1,908
Moder modif y sust de instalaciones de producción	173	Mantenimiento de protección ambiental	340
Modernización de infr de equipos de perforación	393	Mantenimiento de seguridad industrial	85
Modernización y optimización de infraestructura	4,480	Protección ecológica	967
Protección ecológica estratégica	4	Seguridad industrial	613
Recuperación mejorada	168		
Recuperación secundaria	162		
Sistemas artificiales de explotación	109		
Vehículos de transporte o de trabajo	147		
<b>Total</b>	<b>14,149</b>		<b>14,781</b>

Fuente: PEP

Tabla 7. Gastos de operación (mm pesos).

Gastos de operación	
Compras de gas	8,957
Mano de obra	5,397
Administración del corporativo	4,269
Compras interorganismos	3,278
Jubilados	17
Materiales	686
Reserva laboral	3,022
Servicios generales	1,122
Servicios corporativos	5,250
<b>Total</b>	<b>39,999</b>

Fuente: PEP

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

En la Tabla 8 se muestra la información del volumen original 2P y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012 para aceite y gas, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.

Tabla 8. Volumen original 2P y factores de recuperación de aceite y gas.

Campo	VOA 2P	VOGN 2P	Aceite			Gas		
			Fr 1P	Fr 2P	Fr 3P	Fr 1P	Fr 2P	Fr 3P

	(mmb)	(mmmpc)	%	%	%	%	%	%
Agave	258	2,301.8	41.43	41.43	41.43	41.2	41.2	41.2
Arroyo-Zanapa	69.9	173.2	23.88	23.88	23.88	23.91	23.91	23.91
Artesa	162.9	305.6	18.29	18.87	19.45	36.37	37.46	38.56
Cactus	1,075.4	2073.1	32.33	32.33	34.03	38.07	38.07	42.82
Carmito	60.3	638.8	44.32	44.32	44.32	60.54	60.54	60.54
Catedral	36.9	717	54.43	54.43	54.43	70.92	70.92	70.92
Chiapas-Copanó	320.2	2,226.6	48.3	48.3	48.3	66.06	66.06	66.06
Chintul	7.7	87.1	1.08	18.24	18.24	21.12	55.56	55.56
Comoapa	171.8	215.3	26.73	26.73	26.73	44.56	44.56	44.56
Gaucho	45.1	133.3	13.53	10.41	10.66	26.39	19.02	19.36
Giraldas	464.6	2,744.2	37.83	37.83	37.83	74.6	75.41	75.41
Iris	33.7	203.7	55.69	55.69	55.69	72.96	72.96	72.96
Juspí	38.3	192.6	38.43	32.59	39.61	43.83	37.14	43.87
Malva	13.2	85.8	24.45	24.45	24.45	36.84	36.84	36.84
Mundo Nuevo	86	572.3	40.53	40.53	40.53	56.96	56.96	56.96
Muspac	163.2	2,720.1	47.94	47.94	47.94	56.89	56.89	56.89
Nicapa	1	1.6	36.59	36.59	36.59	43.42	43.42	43.42
Níspero	479.5	484.6	33.02	33.02	33.02	53.82	53.82	53.82
Rio Nuevo	245.4	392.7	35.22	35.22	32.6	45.39	45.39	44
Secadero	32.5	81.1	9.39	9.39	9.39	6.39	6.39	6.39
Sitio - Grande	1,152.6	1,837.9	31.65	31.65	31.65	32.23	32.23	32.23
Sunuapa	324	696.3	25.59	30.62	30.09	43.4	46.6	45.6
Teotleco	212.3	569.2	37.21	26.75	26.48	40.3	29.15	28.81
Topén	40.4	72.4	18.94	18.94	18.94	26.5	26.5	26.5
Total	5,494.9	19,526.3	33.71	33.5	50.93	33.31	51.57	51.28

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 Cactus - Sitio Grande se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

Campo	Aceite (mmb)			Gas (mmmpc)			Acum ene-2012 (mmb)	Acum ene-2012 (mmmpc)
	1P	2P	3P	1P	2P	3P		
Acuyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Agave	1.4	1.4	1.4	6.8	6.8	6.8	135	1,260.4
Arroyo Zanapa	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.6	16.5	40.8
Artesa	0.4	1.7	3.0	0.8	3.2	5.8	41.2	82.6
Cacho López	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Cactus	12.6	12.6	30.8	138.7	138.7	237.1	334.9	648.8
Carmito	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	26.7	385.8
Catedral	0.2	0.2	0.2	10.7	10.7	10.7	19.9	498.4
Chiapas-Copanó	17.7	17.7	17.7	97.9	97.9	97.9	137	1,372.3
Chintul	0.0	1.4	1.4	0.0	47.8	47.8	0.0	0.4
Chirimoyo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Comoapa	4.6	4.6	4.6	6.2	6.2	6.2	41.8	89.7
Gaucha	3.1	6.6	6.8	11.8	23.9	24.6	7.1	38.4
Giraldas	2.1	2.1	2.1	148.6	148.6	170.7	173.6	1,897.3
Iris	0.4	0.4	0.4	5.1	5.1	5.1	18.4	143.5
Juspí	9.6	15.2	22.9	47.8	77.5	114.5	5.1	40.3
Malva	0.6	0.6	0.6	9.8	9.8	9.8	2.5	22.6
Mundo Nuevo	0.5	0.5	0.5	7.3	7.3	7.3	34.4	318.7
Muspac	2.9	2.9	2.9	45.6	45.6	45.6	75.6	1,506.3
Nicapa	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7
Níspero	9.3	9.3	9.3	21.6	21.6	21.6	149.7	240.6
Río Nuevo	0.9	0.8	6.1	2.2	2.2	3.4	85.6	176.1
Sabancuy	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Secadero	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	2.4	4.4
Sitio Grande	0.9	0.9	0.9	13.6	13.6	13.6	363.9	578.5
Sunuapa	19.6	31.9	51.1	106.3	122.3	184.8	40.9	110.6
Tapijulapa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
Teotleco	29.1	44.6	53.7	85.5	131.3	157.6	11.4	32.3



Topén	0.4	0.4	0.4	1.2	1.2	1.2	7.2	18
Total	117.0	156.5	217.5	769.8	923.6	1,174	1,731.2	9,507.5

Fuente: PEP.

### *f) Indicadores económicos*

Para el proyecto se usó un precio promedio de 94.3 dólares por barril (USD/barril) para el aceite y 5.1 dólares por millar de pie cúbico (USD/mpc) para el gas.

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

En el horizonte 2013-2045, el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande requiere una inversión de 28,930 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 221,513 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 31,999 millones de pesos.

La Tabla 10 muestra las estimaciones de la inversión, gasto de operación, ingresos y flujo de efectivo del proyecto.

Tabla 10. Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (mmpesos).

Año	Gasto de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo (mmpesos)
2013	4,548	7,188	31,505	19,769
2014	4,377	4,769	29,280	20,134
2015	4,093	2,025	25,302	19,184
2016	2,816	1,910	21,876	17,150
2017	2,531	1,561	19,676	15,584
2018	2,151	1,446	16,801	13,204
2019	1,806	1,249	14,392	11,337

2020	1,488	1.229	12,047	10,558
2021	1,234	1,045	9,712	7,433
2022	1,002	1.17	7,469	6,466
2023	841	1,013	5,867	4,013
2024	725	983	4,729	3,021
2025	651	964	3,876	2,261
2026	581	971	3,165	1,613
2027	332	992	2,614	1,290
2028-2045	2,823	414	13,200	9,963
<b>Total</b>	<b>31,999</b>	<b>28,930</b>	<b>221,513</b>	<b>160,584</b>

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Indicadores económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	102,031	8,590	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	19,599	19,599	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	5.21	0.44	peso/pesos

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 102,031 millones de pesos y de 8,590 millones de pesos después de impuestos.

La Tabla 12 presenta un análisis de sensibilidad de las variables de mayor impacto.

Tabla 12. Análisis de sensibilidad para el proyecto Cactus - Sitio Grande

	Valor actual	Valor variado	Porcentaje
Inversión (mmpesos)	28,930	179,539	520.60 %
Volumen aceite (mmb)	139	22	-83.89 %
Volumen gas (mmpc)	842	136	-83.89 %
Precio aceite (USD/barril)	94.9	26	-71.97 %
Precio gas (USD/mpc)	5.2	1	-71.26 %

Fuente: PEP.

## V. Emisión del dictamen

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

### *a) Revisión documental*

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

### *b) Suficiencia documental.*

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

<u>Aspectos de explotación</u>	Suficiente (96%)	Observaciones
<b>I. Resumen ejecutivo</b>		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	Sí	
<b>II. Objetivos y alcance de la etapa de definición</b>		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
<b>III. Introducción</b>		
Introducción:	Sí	
<b>IV. Motivo y justificación del proyecto</b>		
Motivo y justificación del proyecto:	Sí	
<b>V. Efectos de no realizarse el proyecto</b>		
Efectos de no realizarse el proyecto:	Sí	
<b>VI. Objetivo y alcance del proyecto</b>		

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

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

Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
<b>I. Programa de erogaciones</b>		
1. Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
2. Programa de erogaciones:	Sí	
<b>m. Derechos</b>		
Derechos:	Sí	
<b>n. Guías para el control del proyecto</b>		
Guías para el control del proyecto:	Sí	
<b>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación</b>		
a. Estructura de precios:	Sí	
b. Consideraciones y premisas:	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	
e. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	Sí	
<b>XVII. Aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental</b>		
a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas:	Sí	
b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica:	Sí	
c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:	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	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó

pasivos ambientales):		conforme a los Lineamientos técnicos.
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	
<b>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</b>		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	
<b>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)</b>		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs):	Sí	
<b>XX. Administración del conocimiento</b>		
a. Lecciones aprendidas:	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 2 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

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

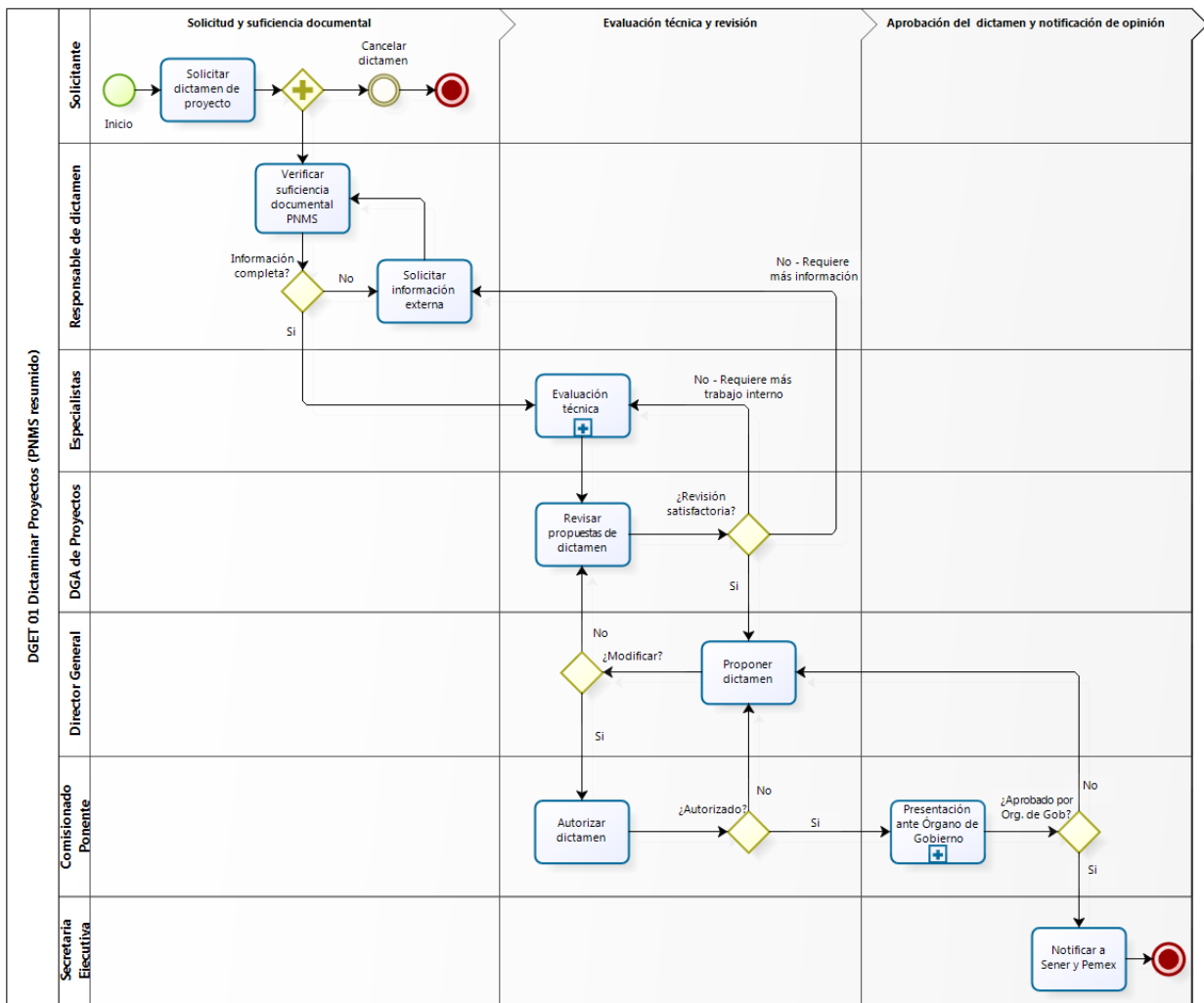
Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros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

Si en la actividad anterior se detecta el incumplimiento de los Lineamientos se solicita la información faltante; en caso contrario, el flujo de secuencia avanza hacia el subproceso de evaluaciones técnicas, en donde intervienen diversos especialistas para analizar las diversas áreas del proyecto: administración de proyectos, ambiental, economía, geociencias, geofísica, geología, perforación, yacimientos, reservas, mapas, medición, petrofísica, planeación, producción y seguridad industrial, con la finalidad de aportar las evaluaciones correspondientes

para obtener una propuesta de dictamen para el proyecto conforme a lo señalado en los Lineamientos.

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno, si el Órgano de Gobierno aprueba el dictamen se remite a PEMEX, en los términos de la normativa aplicable; asimismo, se remite copia del mismo a la Secretaría de Energía, para que pueda ser tomado en consideración en sus procesos de aprobación de proyectos; otorgamiento, modificación y cancelación de asignaciones, así como otorgamiento de permisos.

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



Fuente: CNH.



## VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión.

De acuerdo al artículo 49 de los Lineamientos técnicos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos por lo menos 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 Cactus - Sitio Grande.

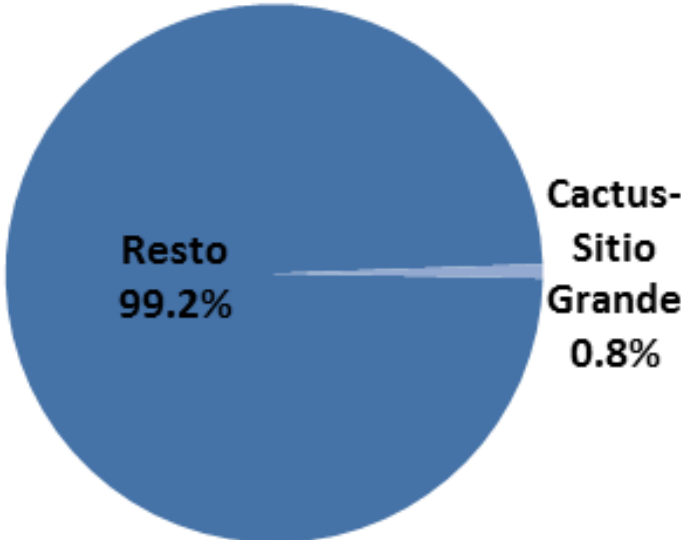
- i. Las reservas 2P del proyecto representan el 0.8% de las reservas totales de aceite y el 2.7% de las reservas totales de gas de la Nación al 1 de enero de 2012. Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesta, 2013-2045, el volumen a recuperar de aceite representa el 0.7% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 2.4% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 13 y en las Figuras 3 a 6.

Tabla 13. Comparativo de participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Cactus - Sitio Grande en las reservas del país.

<b>Participación Nacional</b>	<b>Aceite</b>	<b>Gas</b>
Reservas proyecto	0.8%	2.7%
Alternativa propuesta	0.7%	2.4%

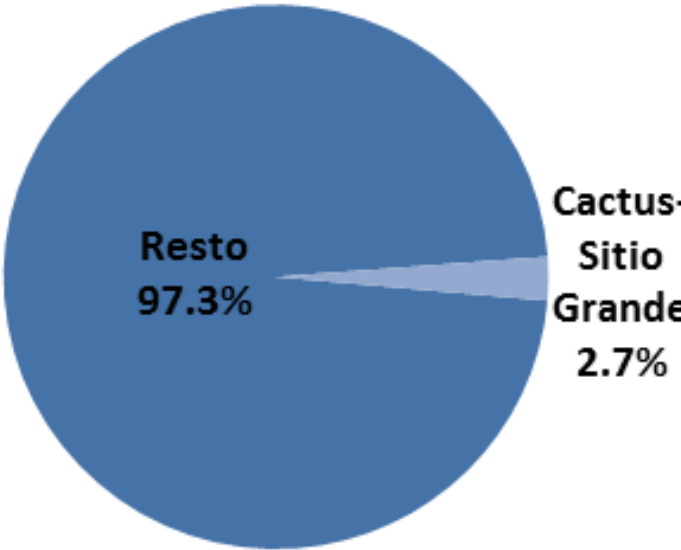
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 3. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Cactus - Sitio Grande en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



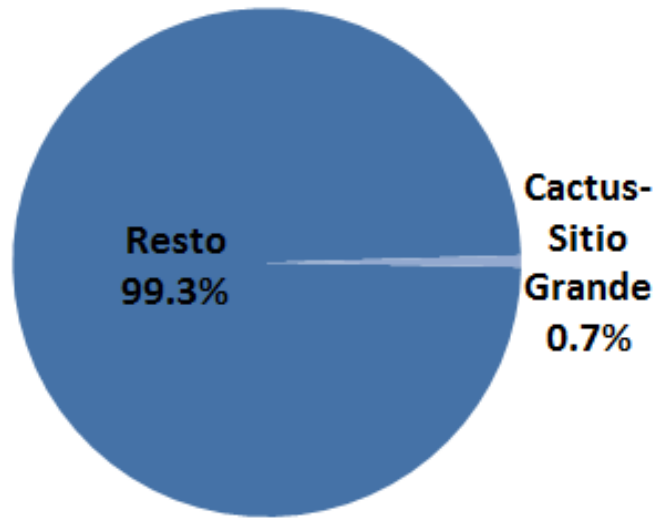
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 4. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Cactus - Sitio Grande en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



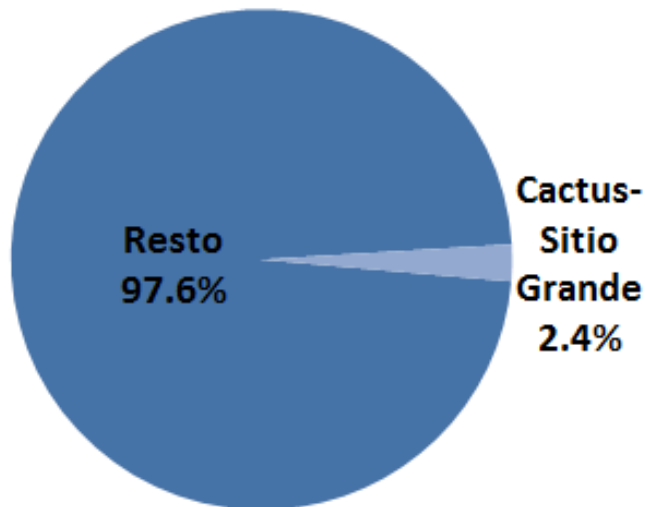
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 5. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Cactus - Sitio Grande (2013-2045) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 6. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Cactus - Sitio Grande (2013-2045) en las reservas de la nación.



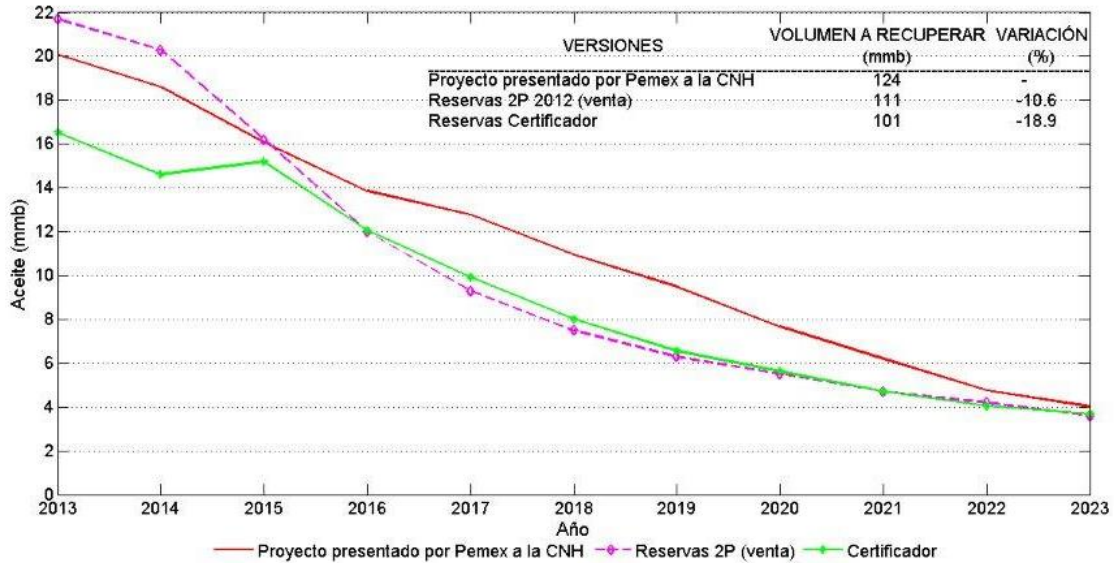
Fuente: CNH con datos de PEP.

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto, al 1 de enero de 2012, de aceite y gas son muy similares a la participación de los volúmenes a recuperar de la alternativa propuesta; sin embargo, las diferencias se deben principalmente a los horizontes de evaluación y estimación entre los procesos de documentación de las reservas y la documentación del

proyecto de inversión. La Comisión recomienda ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para tener mayor consistencia entre los planes de explotación que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

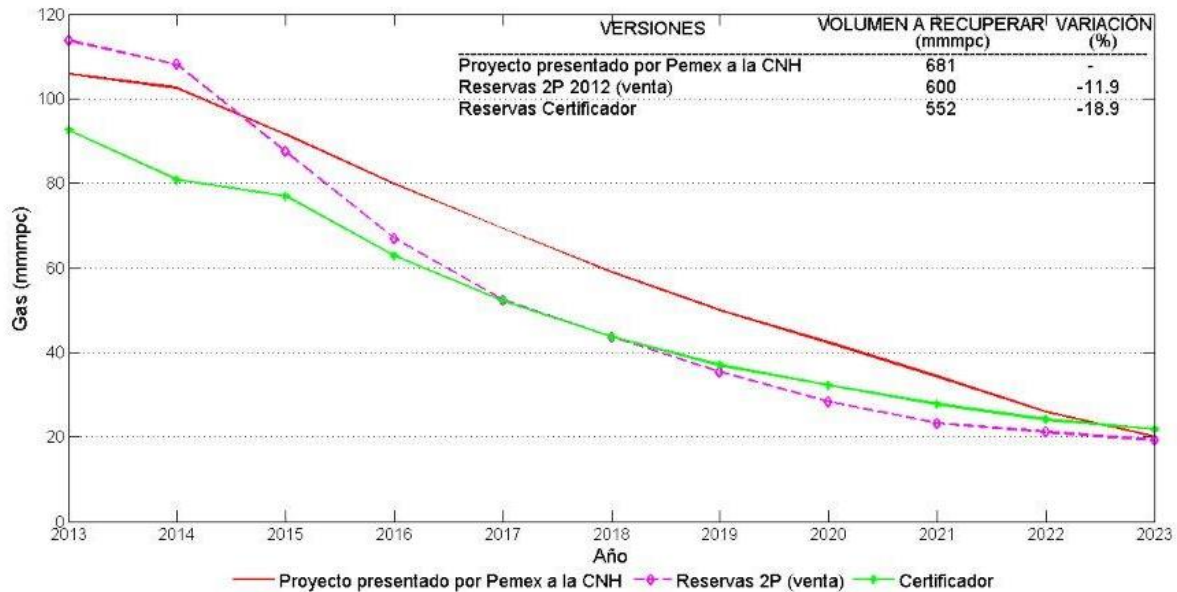
- ii. Debido a que los horizontes señalados en el documento del proyecto presentado a la Comisión son diferentes a los del proceso de reservas, se normalizaron los datos para el periodo 2013 - 2023 para hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 7) y gas (Figura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

Figura 7. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 8. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta diferencias respecto al perfil de reservas de aceite; éste se encuentra por encima del perfil de reservas en el periodo 2015 al 2023. Asimismo, se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P.

Por su parte, en la estimación de reservas de gas se considera el gas de venta<sup>1</sup>, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Al igual que en el aceite, existe 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 gas, así

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

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. PEMEX únicamente refiere un valor del volumen original. Al respecto la Comisión estima conveniente, tomando en cuenta la práctica internacional, que se debe realizar un análisis de riesgo y reducir la incertidumbre de los parámetros de mayor impacto mediante un análisis de sensibilidad que permita disminuir la incertidumbre del volumen original (cálculo probabilista).
- v. La Tabla 14 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.

Se puede observar que los campos Chiapas-Copanó, Sunuapa y Teotleco tienen el 60.2% de las reservas remanentes 2P de aceite del proyecto; mientras que estos mismos campos, junto con Cactus y Girdaldas, contienen el 69.2% de las reservas remanente 2P de gas. En el caso de la producción acumulada, los campos Cactus, Girdaldas y Sitio Grande tienen el 50.2% de aceite; mientras que los campos Agave, Girdaldas y Muspac, el 48.7% de gas.

Tabla 14. 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 (mmb)	Gas natural (mmpc)	PCE (mmbpce)	Crudo (mmb)	Gas natural (mmpc)	PCE (mmbpce)	Crudo (mmb)	Gas natural (mmpc)
Acuyo	1.5	51.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.8
Agave	258.0	2,301.8	3.0	1.4	6.8	442.0	135.5	1,260.4
Arroyo Zanapa	69.9	173.2	0.3	0.2	0.6	26.3	16.5	40.8
Artesa	165.4	310.7	2.4	1.7	3.2	58.1	41.2	82.6
Cacho López	9.3	51.4	0.0	0.0	0.0	5.7	2.3	14.0
Cactus	1,075.4	2,073.1	45.8	12.6	138.7	489.9	334.5	648.8
Carmito	60.3	638.8	0.2	0.0	1.0	78.7	26.7	385.8
Catedral	36.9	717.0	2.8	0.2	10.7	141.1	19.9	498.0
Chiapas- Copanó	320.2	2,226.6	41.5	17.7	97.9	471.3	137.0	1,372.3
Chintul	7.9	89.2	13.0	1.4	47.8	0.1	0.0	0.4
Chirimoyo	18.9	188.9	0.0	0.0	0.0	13.1	2.4	44.0
Comoapa	171.8	215.3	6.2	4.6	6.2	63.8	41.8	89.7
Gaucho	45.9	136.4	10.3	6.6	23.9	13.0	7.1	38.4
Giraldas	464.6	2,828.6	37.5	2.1	148.6	625.5	173.6	1,897.3
Iris	33.7	203.7	1.7	0.4	5.1	53.3	18.4	143.5
Juspí	47.4	241.0	33.7	15.2	77.5	14.9	5.2	40.3
Malva	13.2	85.8	3.0	0.6	9.8	8.0	2.5	22.6
Mundo Nuevo	86.0	572.3	2.3	0.5	7.3	111.9	34.4	318.7
Muspac	163.2	2,720.1	13.9	2.9	45.5	440.1	75.6	1,506.3
Nicapa	1.0	1.6	0.0	0.0	0.1	0.5	0.4	0.7
Níspero	479.5	484.6	14.5	9.3	21.6	207.8	149.7	240.6
Río Nuevo	279.9	400.1	1.4	0.8	2.2	127.8	85.6	176.1
Sabancuy	5.2	2.8	0.0	0.0	0.0	0.6	0.5	0.3
Secadero	32.5	81.1	0.6	0.5	0.6	2.9	2.4	4.4
Sitio Grande	1,152.6	1,837.9	3.2	0.9	13.6	460.9	363.9	578.8
Sunuapa	392.4	844.2	61.6	31.9	122.3	67.9	40.9	110.6
Tapijulapa	1.0	27.9	0.0	0.0	0.0	1.6	0.5	4.6
Teotleco	251.4	674.0	76.0	44.6	131.3	19.1	11.4	32.3
Topén	40.4	72.4	0.7	0.4	1.2	11.6	7.3	18.0
<b>Total</b>	<b>5,685.5</b>	<b>20,251.6</b>	<b>375.5</b>	<b>156.4</b>	<b>923.4</b>	<b>3,958.0</b>	<b>1,737.3</b>	<b>9,571.2</b>

Fuente: PEP

Los valores de las reservas son muy similares en cualquiera de sus categorías (1P, 2P y 3P), revelando que se trata de campos maduros. A excepción de algunos campos, la mayoría no cuenta con reservas probables ni posibles. Lo anterior, corrobora la urgencia de llevar a cabo una administración eficiente del proyecto para maximizar su rentabilidad.

Además, existen 5 campos (Acuyo, Cacho López, Chirimoyo, Sabancuy y Taijulapa) que ya no reportan ninguna clase de reserva. Estos campos tienen producciones acumuladas pequeñas en comparación con su volumen original, por lo que no se explica que tengan reservas igual a cero. Es fundamental que PEMEX explique las razones de lo anterior y las posibles acciones que “los reactiven”.

- vi. El documento presentado por PEMEX sólo presenta el volumen original para la reserva remanente 2P, y no presenta la información para los 5 campos sin reservas. Por lo anterior, se solicita a PEMEX que presente la información completa de los volúmenes originales de los campos para todas sus categorías para estar en posibilidad de hacer una comparación completa. Sin embargo, hay que recalcar que lo correcto es que sólo se tenga un valor para el volumen original por campo, como ya se explicó con anterioridad.

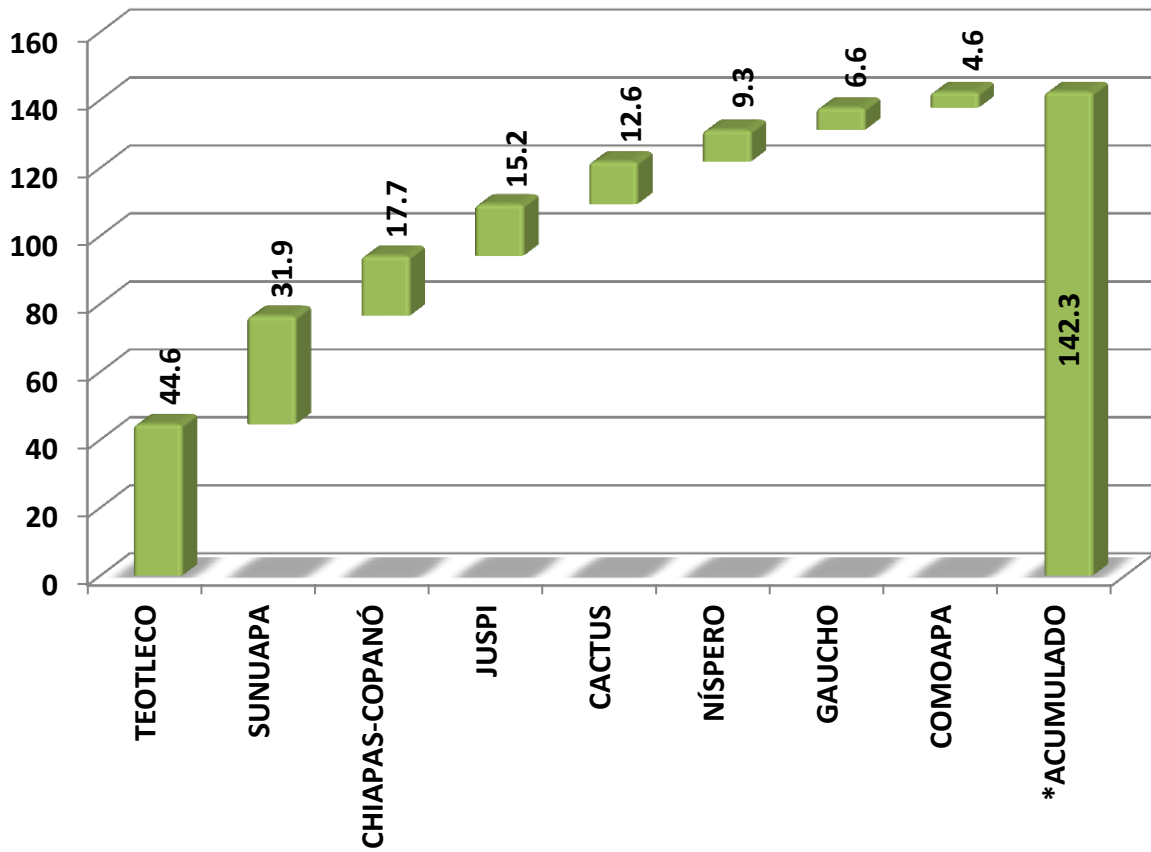
### **Integración reservas 2P aceite y gas proyecto Cactus-Sitio Grande**

Las Figuras 9 y 10 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente, así como la contribución de cada campo al total de las reservas 2P de aceite y gas al 1 de enero de 2012 para el proyecto Cactus-Sitio Grande.

Se puede observar que las reservas remanentes 2P de aceite y gas correspondientes a los principales campos que integran el proyecto contienen más del 90% de las reservas 2P totales del proyecto Cactus-Sitio Grande.

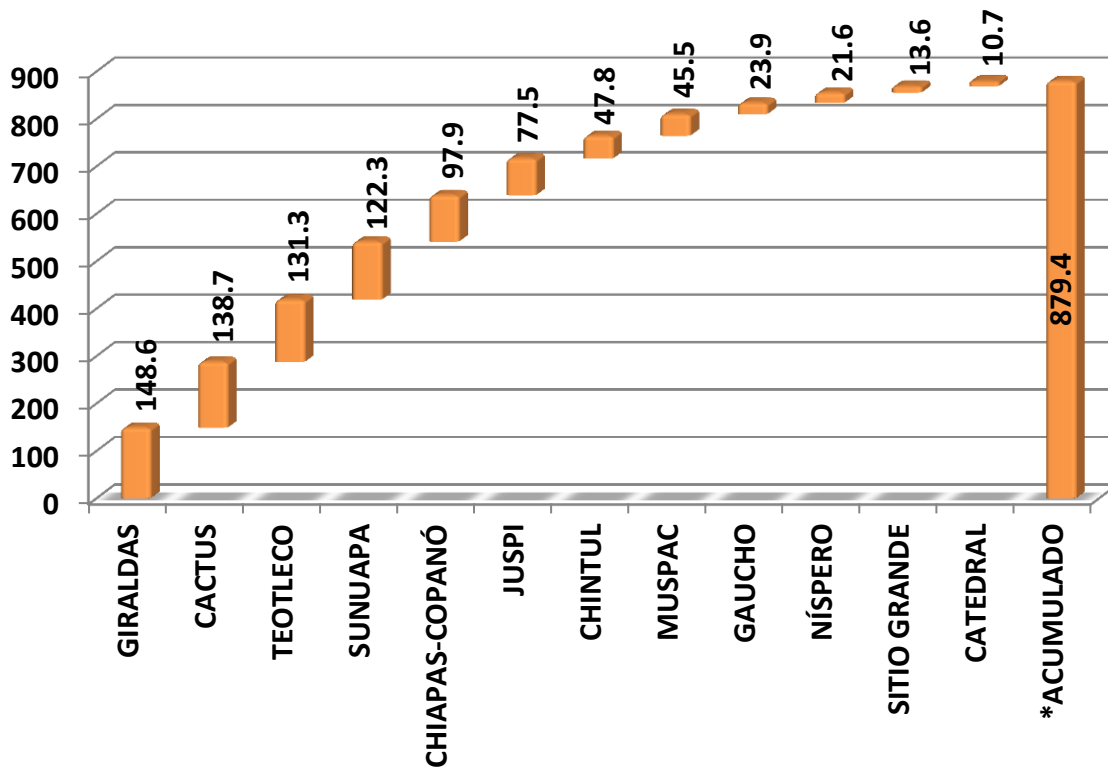


Figura 9. Integración principales campos del proyecto Cactus - Sitio Grande, Reservas 2P de aceite (mmb)



Fuente CNH con datos de PEP

Figura 10. Integración de los principales campos proyecto Cactus-Sitio Grande, reservas 2P de gas (mmmpc).

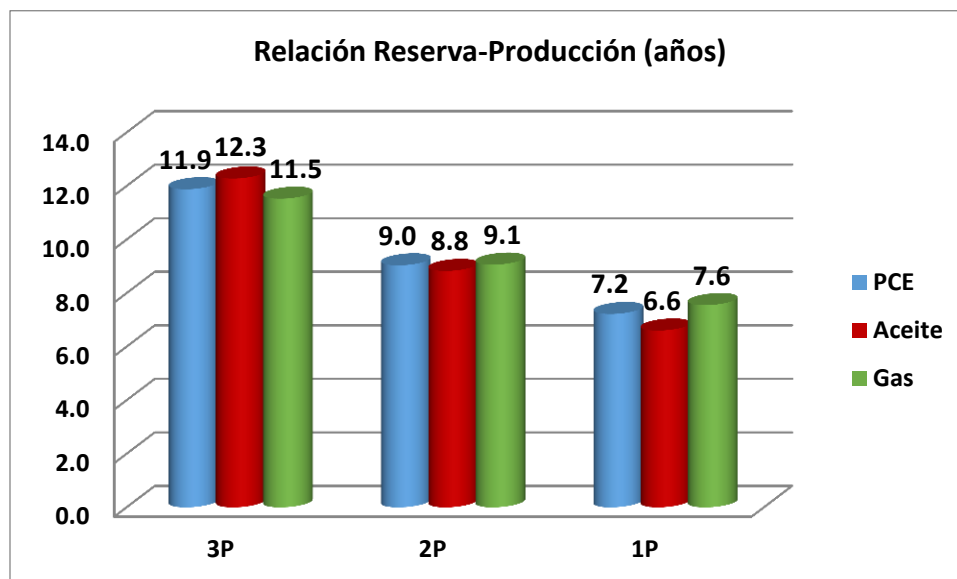


Fuente CNH con datos de PEP

### Relación Reserva-Producción del proyecto Cactus-Sitio Grande

La relación de reserva-producción describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. Esta relación se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la producción total del 2011. La Figura 11 presenta los valores de la relación reserva-producción del proyecto Cactus-Sitio Grande.

Figura 11. Relación Reserva-Producción del proyecto Cactus-Sitio Grande al 1 de enero 2012.



Fuente CNH con datos de PEP

La relación de reserva-producción para el proyecto Cactus-Sitio Grande en términos de petróleo crudo equivalente es de 7.2 años para las reservas Probadas (1P), de 9 años para las reservas 2P y de 11.9 años para las reservas 3P; considerando una producción de 41.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

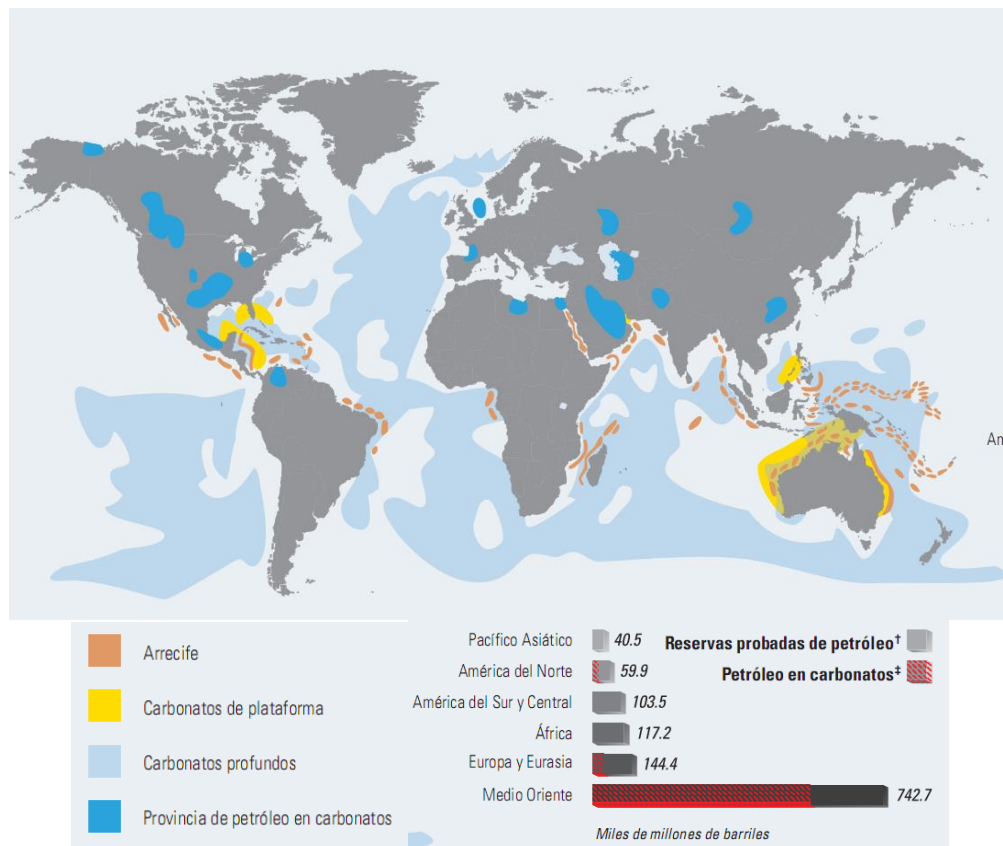
En lo referente al aceite se consideró una producción de 17.7 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 6.6 años para las reservas Probadas (1P), de 8.8 años para las reservas 2P y de 12.3 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 7.6 años para las reservas Probadas (1P), de 9.1 años para las reservas 2P y de 11.5 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 101.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2011.

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

Más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos. La Figura 12 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

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



Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, se encuentran actualmente en una etapa considerada como de saturación<sup>2</sup>, con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. Lo anterior da como resultado una gran cantidad de aceite atrapado en el medio de muy baja permeabilidad

<sup>2</sup> Etapa de saturación de un yacimiento: cuando la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de burbuja, por lo que hay dos fases en el yacimiento.

(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.

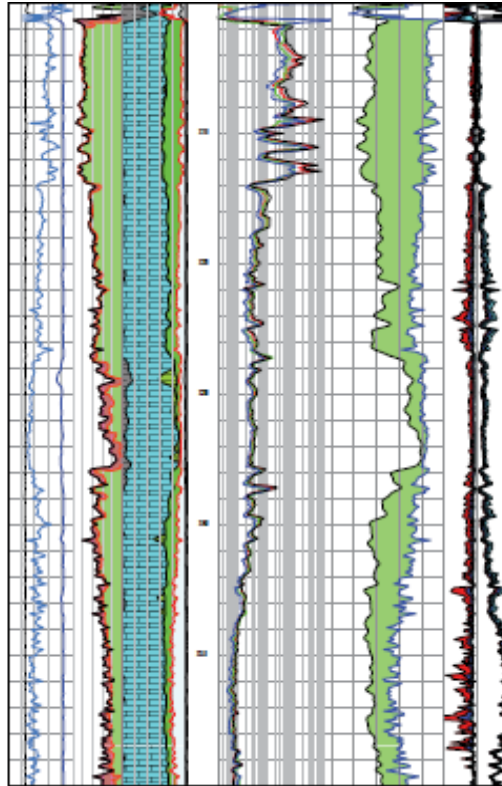
Existe una amplia gama de tecnologías consideradas por PEMEX para ser implementadas en los campos del proyecto en diversas ramas de la ingeniería. Es consideración de la Comisión que estas tecnologías deben estar alineadas con una administración eficiente de los campos a fin de que sean explotados de 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 13, determinan la saturación de petróleo, independientemente de las mediciones convencionales de resistividad y de la influencia de la salinidad, proporcionando una nueva visión del yacimiento, así como de la saturación residual de petróleo. Asimismo, se considera necesario incorporar registros de resonancia magnética, para la integración de la información.

Figura 13. Ejemplo de registro dieléctrico.



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

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

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

### ***c) Ritmo de extracción de los campos.***

El proyecto Cactus - Sitio Grande está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite negro, aceite volátil y gas y condensado de 29 campos. Los campos Chiapas-Copanó, Sunuapa y Teotleco tienen la mayor parte de las reservas remanentes 2P de aceite del proyecto, con un valor de 94.2 mmb. Estos campos, junto con Cactus y Girdaldas tienen la mayor parte de las reservas remanentes 2P de gas, con un valor de 638.8 mmmpc al 1 de enero de 2012.

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) Evaluar el impacto del número de pozos a perforar, ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y en los indicadores económicos del proyecto.
- b) Evaluar la factibilidad técnica y económica del sistema artificial de bombeo electrocentrífugo (BEC), optimizando los programas de mantenimiento (cambios de bomba) para asegurar la restitución de la producción, así como mitigar los riesgos operativos del sistema.
- c) Optimizar el ritmo de extracción de acuerdo a su condición actual y la actividad programada, para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos gas - aceite y aceite - agua; así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA), optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

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

La Tabla 15 presenta los valores de factores de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2045.

Tabla 15. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada, 2013-2045.

Proyecto Cactus-Sitio Grande	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2045)	Fr Actual	Fr (2013-2045)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	5,685.5	1,737.3	139.0	30.6%	2.4%	33.0%
Gas (mmmpc)	20,251.6	9,571.2	842.0	47.3%	4.2%	51.4%

\*Nota:

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

Fr (2013-2027): (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.<sup>3</sup>

Por lo anterior, y tomando como referencia los factores de recuperación de los campos de Noruega, la Comisión considera que los factores de recuperación del proyecto Cactus-Sitio Grande 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

---

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

análisis que realiza para presentar las alternativas debido a que parecen ser estudios de sensibilidad de una sola alternativa. Además, no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como administración de yacimientos, caracterización de yacimientos, adquisición de información para la actualización de modelos sistemas artificiales de producción, creación de los modelos de simulación, definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto y optimización del manejo de la producción en superficie.

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

- b) Relacionado con el punto anterior, la alternativa seleccionada tuvo como base los indicadores económicos y el riesgo asociado, pero no se trata de una optimización de la estrategia de explotación. Se debe tener especial cuidado en optimizar la administración de los yacimientos para aumentar el valor del proyecto.
- c) PEMEX debe evaluar los métodos de recuperación mejorada en todos los campos del proyecto donde apliquen.
- d) PEMEX tiene contemplado inyectar gas de formación y gas CO<sub>2</sub> en algunos campos del proyecto. Se debe realizar un análisis detallado de los requerimientos de gas para cubrir las actividades durante el horizonte de planeación, y evitar así una interrupción en las actividades de producción.
- e) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad y la rentabilidad en el largo plazo.
- f) Es importante que PEP describa detalladamente el tipo de tecnología que pretende utilizar con el fin de apoyar en la estrategia de explotación, relacionados con aspectos de

limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial y control de agua, gas y sólidos producidos.

### ***Formulación del proyecto.***

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reservas, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Es importante optimizar el ritmo de producción en los campos del proyecto, enfocándose en la administración de los yacimientos.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) 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.*

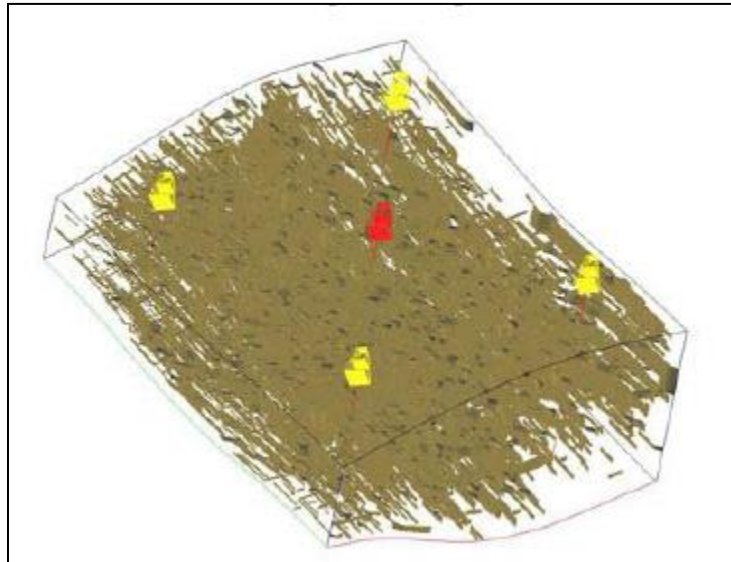
A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de los modelos de yacimientos, lo que permitirá contar con herramientas que permitan analizar, evaluar y seleccionar las mejores estrategias de explotación.

### ***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 este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.
- d) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” (Figura 14) en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de importancia para el desarrollo de los campos, teniendo un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en los yacimientos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en

la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

Figura 14. Modelos de fracturas.



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

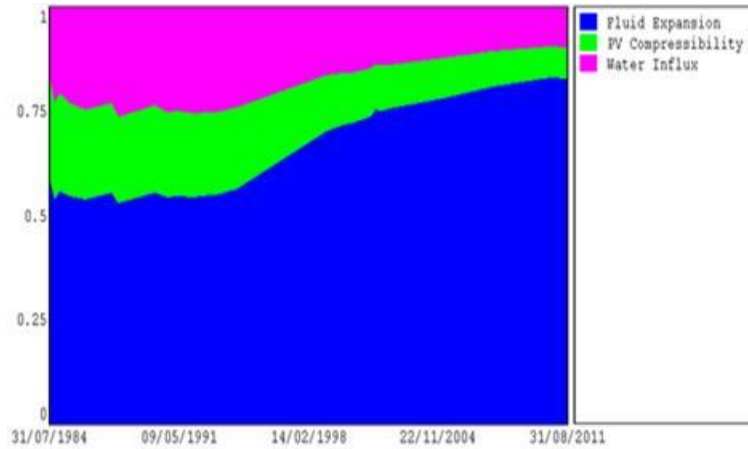
- e) Es recomendación de esta Comisión que PEMEX tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos.

### ***Ingeniería de Yacimientos.***

- a) En la documentación recibida por la CNH, se presentan diversos datos relacionados con ingeniería de yacimientos, incluyendo el perfil del histórico de producción de los campos del proyecto; sin embargo, no se integra un análisis propio de ingeniería de yacimientos que sustente un modelo de yacimientos. Por lo anterior se requiere un programa de toma de información donde se pueda determinar, la distribución de los fluidos, la ubicación de los contactos de fluidos, así como reducir la incertidumbre en el conocimiento de las propiedades de los yacimientos. También se considera relevante realizar algún análisis que combine el comportamiento de los perfiles de producción y las

presiones estáticas de los yacimientos, así como un estudio sobre los mecanismos de empuje que intervienen en el comportamiento productivo de todas las principales formaciones productoras del proyecto, donde se pueda conocer los porcentajes de contribución de cada mecanismos en toda la historia productiva.

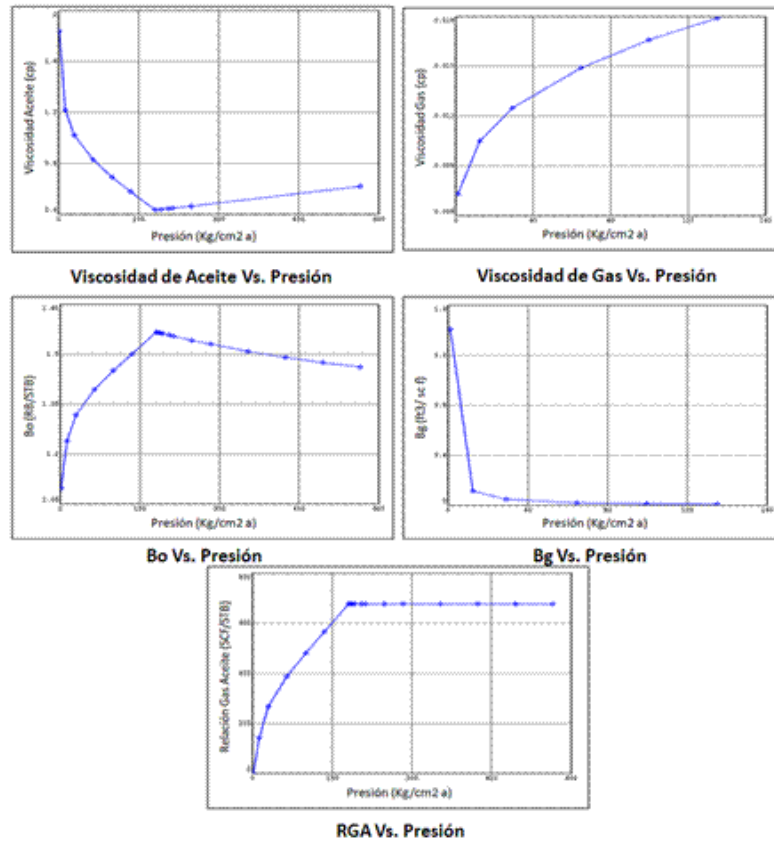
Figura 15. Ejemplo de análisis de mecanismos de empuje en un yacimiento



Fuente: PEP.

- b) A pesar de que se documentan los análisis PVT realizados, no queda claro cuáles son los representativos de cada formación productora 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, PEP debe contar con un programa de toma de información de fluidos y sus respectivos análisis, con los cuales se determine el comportamiento PVT representativo de cada formación productora principal.

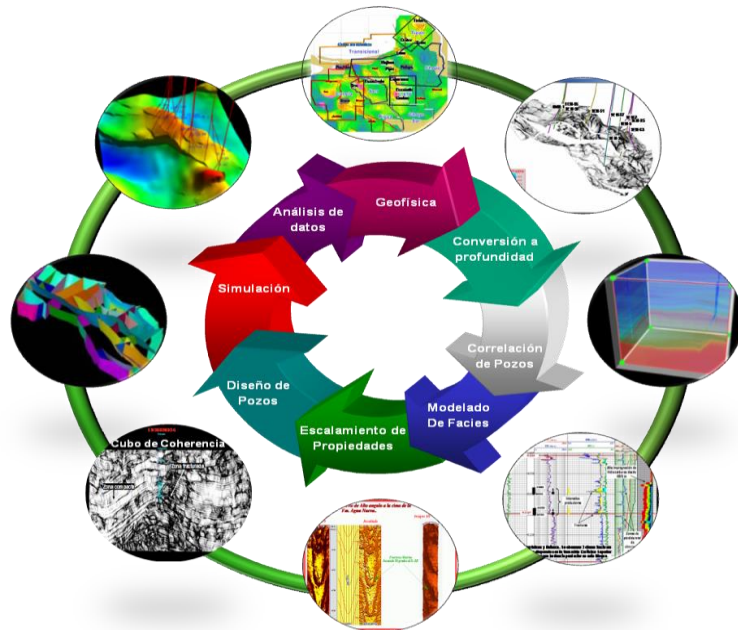
Figura 16. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.



Fuente: PEP.

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

Figura 17. Flujo de trabajo para la construcción del modelado geológico.



Fuente: PEP.

d) PEMEX debe contar con modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, así como contar con programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas es indispensable contar con un modelo de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique. También para el caso de los yacimientos con aceites pesados y extra pesados que requieren la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada es indispensable contar con un modelo térmico de simulación numérica para estimar con mayor precisión el pronóstico de producción y el comportamiento de los yacimientos.



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

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

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

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

- a) PEMEX debe tener documentado el plan y programa de la producción de pozos a fin de contar con una herramienta de evaluación del desempeño del mismo.
- b) Debido a que las pruebas de presión-producción son importantes para mejorar el conocimiento geológico de las formaciones productoras y para los estudios de productividad (con los cuales se construyen modelos de yacimiento que sustenten pronósticos de producción confiables para cada campo), y a que la información de este tipo de pruebas documentada en el proyecto no expresa a nivel de campo algún estudio que integre la interpretación de todas las pruebas de presión-producción realizadas, la Comisión recomienda que PEMEX cuente con un programa de toma de información óptimo para que con un análisis que integre toda la información recabada, se reduzca la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos y se elaboren modelos estático

y/o dinámico que representen fielmente las características y el comportamiento de las formaciones productoras del proyecto.

- c) PEMEX debe documentar los criterios de selección para los sistemas artificiales de producción a instalar en los pozos de estos campos.

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

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

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

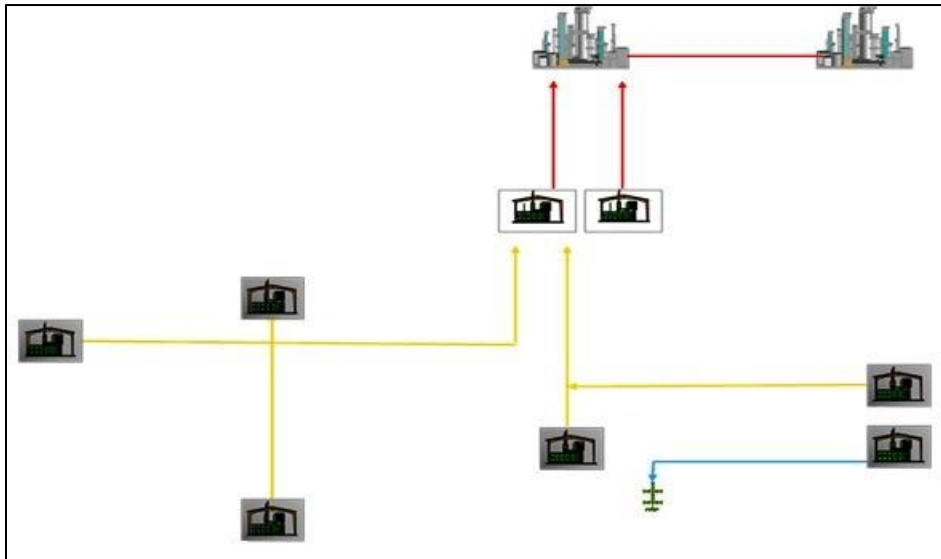
### ***Manejo de la producción.***

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción. La Figura 18 muestra un esquema del transporte para el manejo de la producción de gas.

- 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 18. Infraestructura de transporte para el manejo de la producción de gas.



Fuente: PEP

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

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

## ***Medición.***

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.

Se recomienda que se dé seguimiento a los siguientes aspectos:

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

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

- a) Dada la alta heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en algunas áreas, es importante reducir la incertidumbre en el conocimiento geológico de las formaciones productoras. Adicionalmente a lo anterior, en la implementación de estos métodos como en el caso de la inyección de gas, agua y vapor, se deben integrar las tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por los fluidos inyectados, evitar ritmos de inyección y producción por pozo que propicien la irrupción del fluido inyectado, y proponer

mediante una administración de yacimientos óptima acciones que permitan la recuperación adicional del aceite remanente.

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

### *iii. Aspectos Económicos.*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande 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, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

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

- Precio del crudo igual a 94.27<sup>4</sup> dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.1 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.

---

<sup>4</sup> El documento del proyecto entregado a esta Comisión presenta un precio para el aceite de 93.9 USD/barril y de 5.0 USD/mpc; para el gas; sin embargo, la evaluación económica estimada aplica un vector de precios y no un valor fijo previamente determinado. La Comisión calcula y ajusta los precios del aceite y gas, de tal forma que, éstos coincidan con el VPN estimado por PEP antes de impuestos.

- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- 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 para el Presupuesto de Egresos).
- Se considera el costo técnico (*cost-cap*) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.

En la Tabla 16 se muestran los resultados económicos.

Tabla 16. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de PEMEX	
		Antes de Impuestos	Después de impuestos
VPN	mmpesos	102,031	8,590
VPI	mmpesos	19,599	19,599
VPN/VPI	peso/peso	5.21	0.44

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 los datos que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y la mejor relación VPN/VPI.
- 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) Después de impuestos, el Proyecto dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:

- La producción de hidrocarburos se contrae en 18%.
- Los costos aumentan 22%.
- El precio del aceite cae en 31%.

#### *iv. Aspectos Ambientales*

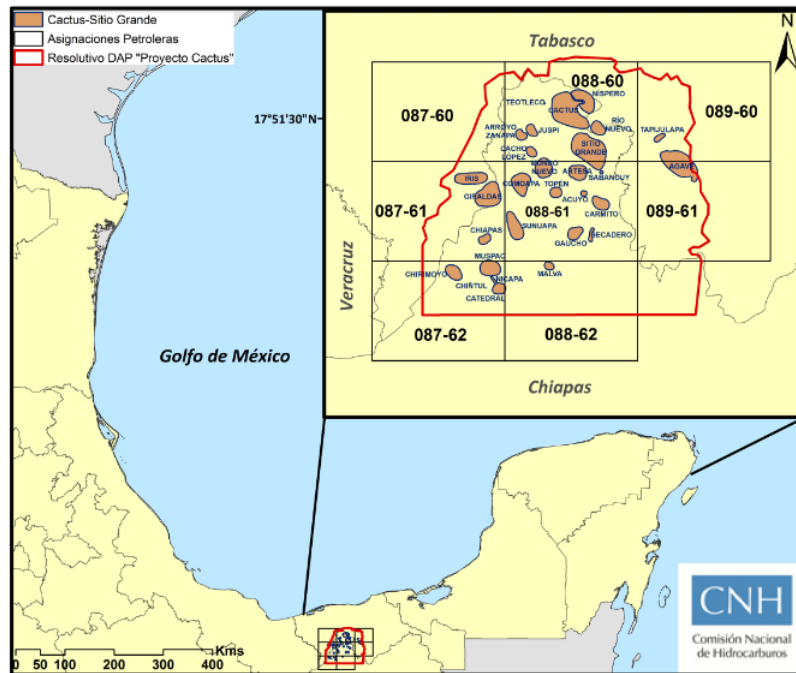
De la información señalada por PEMEX en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”, cabe mencionar que PEMEX no menciona en el documento DSD3 enviado para dictamen, la existencia de la modificación al documento antes mencionado, el cual fue actualizado en el año 2009, con lo cual con ambos resolutiveos comprenden las autorización para el proyecto Cactus – Sitio Grande.

En relación a este proyecto ambiental, PEMEX obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 de fecha 10 de octubre de 2007 por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.
2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0150/09 de fecha 15 de enero de 2009. Se refiere a la modificación del resolutivo anterior y consistió en la identificación, caracterización y 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.

Figura 19. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande.



Fuente: CNH con datos de PEP

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 19, el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande cuenta parcialmente con la autorización por parte de la autoridad (SEMARNAT) en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades incluidas en los oficios resolutivos S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 y S.G.P.A./DGIRA/DG/0150/09, correspondientes al Proyecto “Región Marina Noreste Fase II” y a su modificación, respectivamente.

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



Es responsabilidad de PEMEX el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto Cactus - Sitio Grande.

- b) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contiene las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto; sin embargo, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto Cactus - Sitio Grande, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por PEMEX una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto.
- c) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

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

- d) En caso de que lo mencionado en el inciso c) 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.
- e) 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.

- f) 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 Cactus-Sitio Grande, 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 Cactus-Sitio Grande.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación del proyecto, un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) PEMEX debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de Explotación Cactus-Sitio Grande no han sido excedidas.
- i) 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.
- j) 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.
- k) Se recomienda a PEMEX que cumpla en tiempo y forma las condicionantes señaladas en los resolutivos correspondientes por parte de la autoridad ambiental, lo anterior para que no haya retrasos en la ejecución del proyecto.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande 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 Cactus-Sitio Grande posee 61 yacimientos en 29 campos. De este grupo 24 son de aceite negro, 15 de aceite volátil, 3 de gas seco y 19 de gas y condensado. Con base en la información recibida con el oficio SPE-743/2011 de fecha 22 de diciembre de 2011, la Comisión analizó el estado de los modelos de estimación de producción de dichos yacimientos.

Los modelos de estimación utilizados para estos yacimientos de aceite negro, 16 tenían volúmenes valuados con curvas de declinación; 1, con balance de materia; 4, con modelo de simulación numérica; mientras que los otros 3 no reportaron modelo de estimación. Todos estos yacimientos tenían sus historiales de producción por pozo, a excepción de los yacimientos que aún no iniciaban explotación.

Los yacimientos de aceite negro con modelos de curvas de declinación cumplían con los requerimientos de información para su modelo.

Por su parte, el yacimiento Cactus Calcarenita (el único con modelo de balance de materia) no reportó comportamiento de las propiedades del gas, información relevante para la aplicación de su modelo. Por lo anterior, es conveniente que se presenten las propiedades del gas que fueron utilizadas en el modelo de balance de materia.

Todos los yacimientos de aceite negro con modelo de simulación numérica (Cactus KS, Níspero KM-KI, Sitio Grande y Río Nuevo, ambos del KS-KM-KI) poseían información adecuada para su modelo de simulación; contaban con toda la información del comportamiento de las propiedades de los fluidos, su modelo estático y sus historiales de producción.

De los yacimientos de aceite volátil, 14 tienen modelos de curvas de declinación; y 1, un modelo de simulación numérica. Todos los yacimientos de este grupo tienen un modelo estático completo. Todos los yacimientos con curvas de declinación tenían historiales de producción, información indispensable para el uso de dicho modelo. Por otro lado, el yacimiento con modelo de simulación (Teotleco KM-KI B-I) presentaba una carencia en el conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas, propiedades importantes para un yacimiento de aceite volátil. PEMEX debe explicar qué propiedades del gas se utilizaron en el modelo.

Los 3 yacimientos de gas seco fueron reportados como yacimientos sin explotar; sin embargo, presentaban modelos de curvas de declinación. La Comisión recomienda que se actualicen dichos modelos con los historiales de producción para reducir la incertidumbre de sus volúmenes. Asimismo, se recomienda la evaluación de la factibilidad de llegar a un modelo de balance de materia.

De los yacimientos de gas y condensado, 12 tienen modelos de curvas de declinación; 2, modelos de simulación numérica (Juspí B-III y B-IV); 1, un modelo de balance de materia (Juspí B-I); mientras que los 4 restantes no reportaron modelo de estimación. Todos los yacimientos tenían historiales de producción por pozo, por lo que los yacimientos con curvas de declinación cumplían con los requerimientos de información para su modelo. Por su parte, Juspí B-I contaba con el conocimiento del comportamiento de las propiedades de sus fluidos por lo que también poseía la información adecuada para su modelo. Finalmente, los yacimientos con modelos de simulación numérica poseían modelos estáticos completos; sin embargo, no contaban con la información de las propiedades de los fluidos.

En resumen, de acuerdo a la información de diciembre de 2011, 45 yacimientos poseían sus volúmenes sustentados con curvas de declinación; 9, con balance de materia; y 7, no reportaron modelo de estimación. Por otro lado, el documento del proyecto presentado a la CNH reportó una actualización de los modelos de estimación, siendo 7 los yacimientos con modelo de simulación numérica.

Cabe señalar que en el documento del proyecto, PEMEX no especifica si todos los yacimientos del Terciario y los campos que poseen divisiones de bloques en la misma litología se encuentran incluidos en los procesos de simulación. Por lo anterior, la Comisión analizó los bloques y yacimientos no reportados con los modelos de estimación presentados en diciembre de 2011.

La Tabla 17 y la Figura 20 presentan la comparación de los modelos de estimación de producción de ambas fuentes de información. Se puede observar que los volúmenes de 7 yacimientos que contaban con modelos de balance de materia fueron re-evaluados con modelos de simulación numérica, entre los que destacan Cactus KS y Teotleco KM-KI B-I.

Tabla 17. Comparación de los modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto Cactus-Sitio Grande.

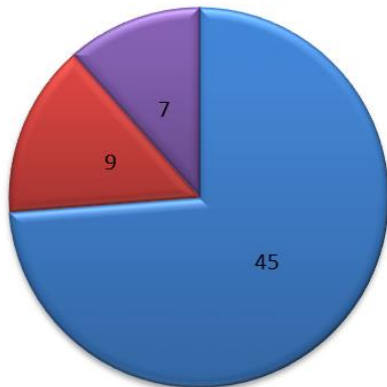
Campo	Yacimiento	Tipo de fluido	Modelo de estimación (reporte dic-2011)	Modelo de estimación (DSD3 feb-2013)
Teotleco	KM-KI B-I	Aceite volátil	Balance de materia	Simulación numérica
Chiapas-Copanó	KS	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Cactus	KS	Aceite negro	Balance de materia	Simulación numérica
Giraldas	KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Sunuapa	KS BE-Campaniano	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Sunuapa	KS BE-Maastrichiano	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Juspí	B-III KS-KM-KI	Gas y condensado	Balance de materia	Simulación numérica
Teotleco	K M B-II	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Níspero	KM-KI	Aceite negro	Balance de materia	Simulación numérica
Muspac	KS	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Chintul	KS Agua Nueva	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Teotleco	K S B-I	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Juspí	B-IV-KS-KM-KI	Gas y condensado	Balance de materia	Simulación numérica

Cactus	Calcarenita	Aceite negro	Balance de materia	Balance de materia
Comoapa	KS	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Gaucha	KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Gaucha	B-I KS	Aceite volátil	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Sitio Grande	KS-KM-KI	Aceite negro	Balance de materia	Simulación numérica
Malva	KS	Aceite negro	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Catedral	KS-KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Juspí	B-II KS-KM-KI	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Artesa	KM	Aceite negro	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Mundo Nuevo	KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Agave	KS BI	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Iris	KS-KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Río Nuevo	KS-KM-KI	Aceite negro	Balance de materia	Simulación numérica

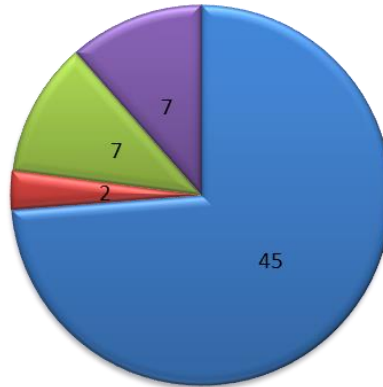
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 20. Modelos de estimación de producción por yacimiento.

Modelos de estimación (dic-2011)



Modelos de estimación (DSD feb-2013)



■ Curvas de Declinación  
■ Balance de Materia  
■ Simulación Numérica  
■ Sin modelo

Fuente: CNH con datos de PEP

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

Los 61 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 116.9 mmb de reserva 1P, 154.6 mmb de reserva 2P y 208.8 mmb de reserva 3P al 1 de enero de 2012. De estas cifras, 53.5 mmb, 60.8 mmb y 88.7 mmb de reservas 1P, 2P y 3P de aceite, respectivamente, están sustentados con

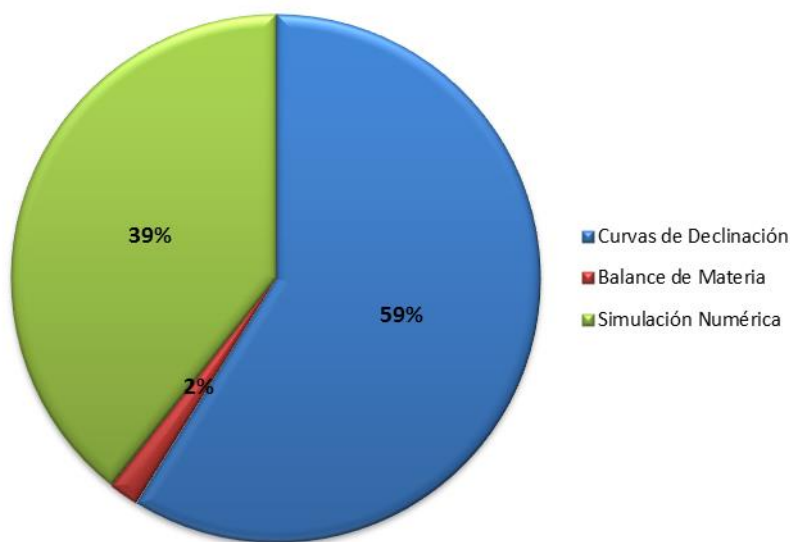
simulación numérica. La Tabla 18 y la Figura 21 muestran los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

Tabla 18. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de Declinación	60.60	91.00	117.30
Balance de Materia	2.80	2.80	2.80
Simulación Numérica	53.50	60.80	88.70
<b>Total</b>	<b>116.90</b>	<b>154.60</b>	<b>208.80</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

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



Fuente: CNH con datos de PEP

Las curvas de declinación continúan siendo el modelo de estimación que posee mayor volumen sustentado; sin embargo, los modelos de simulación numérica (7 yacimientos) evalúan el 39% de la reserva 2P de aceite.

Para el caso del gas, los 61 yacimientos del proyecto tienen un total 1P de 769.5 mmmpc de gas, 915.1 mmmpc de reserva 2P de gas y 1,134.4 mmmpc de reserva 3P de gas. De estas cifras, 273.5 mmmpc, 300.3 mmmpc y 428.1 mmmpc de reservas 1P, 2P y 3P de gas, respectivamente, están evaluados con modelos de simulación numérica. A pesar de que 58 de los 61 yacimientos son productores de hidrocarburo líquido, el gas es el fluido más abundante en las reservas del proyecto.

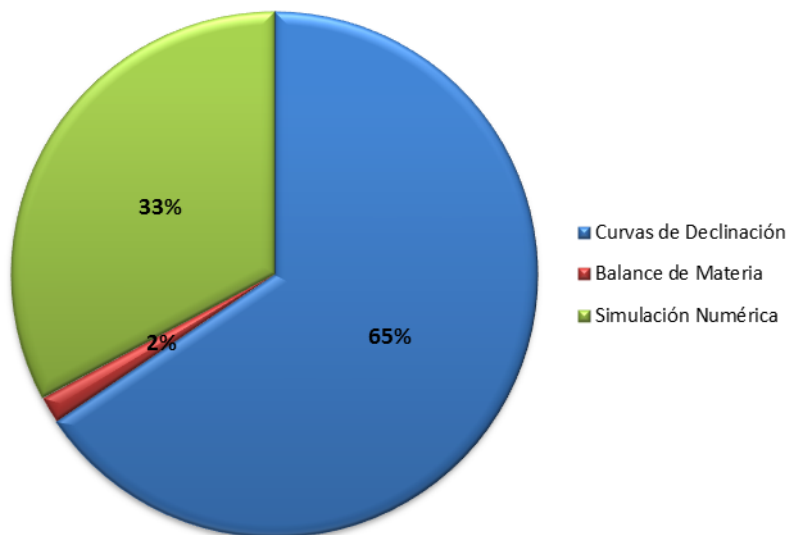
La Tabla 19 y la Figura 22 muestran los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

Tabla 19. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Curvas de Declinación	481.10	599.90	691.40
Balance de Materia	14.90	14.90	14.90
Simulación Numérica	273.50	300.30	428.10
<b>Total</b>	<b>769.50</b>	<b>915.10</b>	<b>1,134.40</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

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



Fuente: CNH con datos de PEP



Para la reserva 2P de gas, el porcentaje con curvas de declinación es un poco mayor que en el del aceite; sin embargo el comportamiento es muy similar a pesar de que en existe una variedad en las características de los fluidos producidos por cada yacimiento.

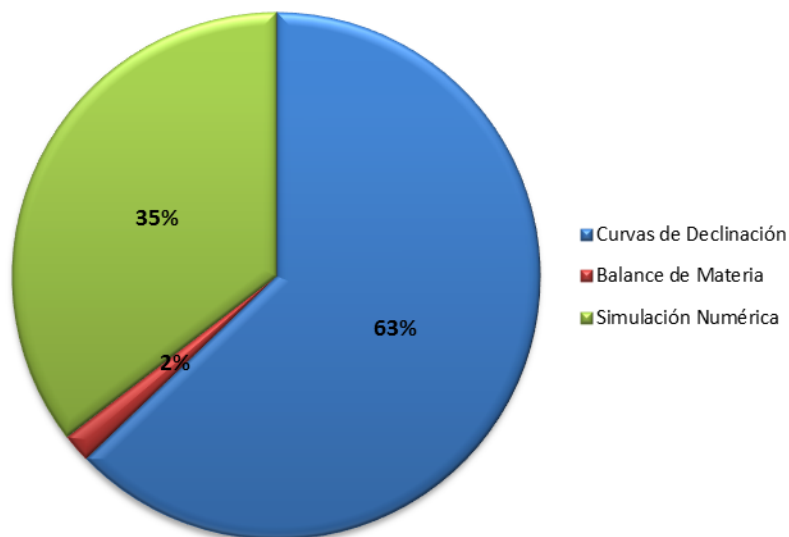
Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 61 yacimientos, 300.3 mmbpce son de reserva 1P, 372.0 mmbpce son de reserva 2P y 476.1 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, 118.1 mmbpce, 131.8 mmbpce y 190.5 mmbpce de reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente, están sustentados con modelos de simulación numérica. La Tabla 20 y la Figura 23 muestran los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

Tabla 20. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de Declinación	175.70	233.70	279.10
Balance de Materia	6.50	6.50	6.50
Simulación Numérica	118.10	131.80	190.50
<b>Total</b>	<b>300.30</b>	<b>372.00</b>	<b>476.10</b>

Fuente: CNH con datos de PEP

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



Fuente: CNH con datos de PEP

- **Evolución del modelo de estimación**

El yacimiento Paraje Solo del campo Artesa es el único yacimiento de aceite negro con curvas de declinación que no posee un modelo estático completo. Por otro lado, ninguno de los yacimientos de aceite negro con curvas de declinación posee información del comportamiento de las propiedades de los fluidos. PEMEX debe evaluar la factibilidad de la toma de información y de la re-evaluación de los volúmenes de dichos yacimientos por modelos de balance de materia y/o modelos de simulación numérica.

Es importante mencionar que 8 yacimientos de aceite negro con curvas de declinación no habían iniciado su explotación a enero 2011: Agave KS BV, Gaucho KS B-III y B-IV y Río Nuevo Arena B, C, D, E y G. Para el caso particular de estos yacimientos, la Comisión recomienda que se realice una evaluación de sus volúmenes con un modelo con balance de materia, con el fin de contar con una mejor caracterización del yacimiento y de sus fluidos.

Los yacimientos de aceite volátil con modelos de curvas de declinación tienen carencias en el conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos, particularmente del gas. De igual manera, existen yacimientos que aún no iniciaban su explotación: Teotleco KS y KM B-II, Sunuapa KS B-V y B-VI y Cacho López KS. Se recomienda que se evalúe la factibilidad de crear modelos de balance de materia y/o simulación numérica, dado que son yacimientos que fácilmente llegan a una etapa de saturación.

Existen 2 yacimientos de aceite volátil con modelos de curvas de declinación que reportan un proceso de recuperación adicional (Sunuapa KS BE-Maastrichiano y BE-Campaniano). Además, dentro de estos yacimientos se encuentran 6 en litologías dolomitizadas. Estos yacimientos deben evolucionar su modelo de estimación a uno más sofisticado capaz de poder incluir dichas heterogeneidades y procesos en su análisis.

Por su parte, los 3 yacimientos de gas seco poseen carencias de información, incluidas el comportamiento de las propiedades del gas e historiales de producción completos. Dichos

yacimientos cuentan con modelos de curvas de declinación como modelos de estimación de producción, por lo que la Comisión recomienda la evaluación de la factibilidad de que los volúmenes de dichos yacimientos se re-evalúen por balance de materia.

Todos los yacimientos de gas y condensado con curvas de declinación tienen carencias en el conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos, pero cuentan con los historiales de producción por pozo a excepción del yacimiento que aún no iniciaba su explotación (Juspí B-II KS-KM-KI). Respecto al modelo estático, todos los yacimientos poseen su modelo completo, exceptuando el yacimiento sin explotación y el yacimiento Iris KS-KM.

Existen yacimientos de gas y condensado que se encuentran en litologías con altas heterogeneidades, principalmente de los yacimientos en el cretácico: Muspac, Mundo Nuevo, Girdaldas, Chintul, Catedral y Agave BI y BII. Dada esta condición, se recomienda que se evalúe la factibilidad de que dichos yacimientos re-evalúen sus volúmenes por medio de modelos de simulación numérica para reducir la incertidumbre de los pronósticos de producción.

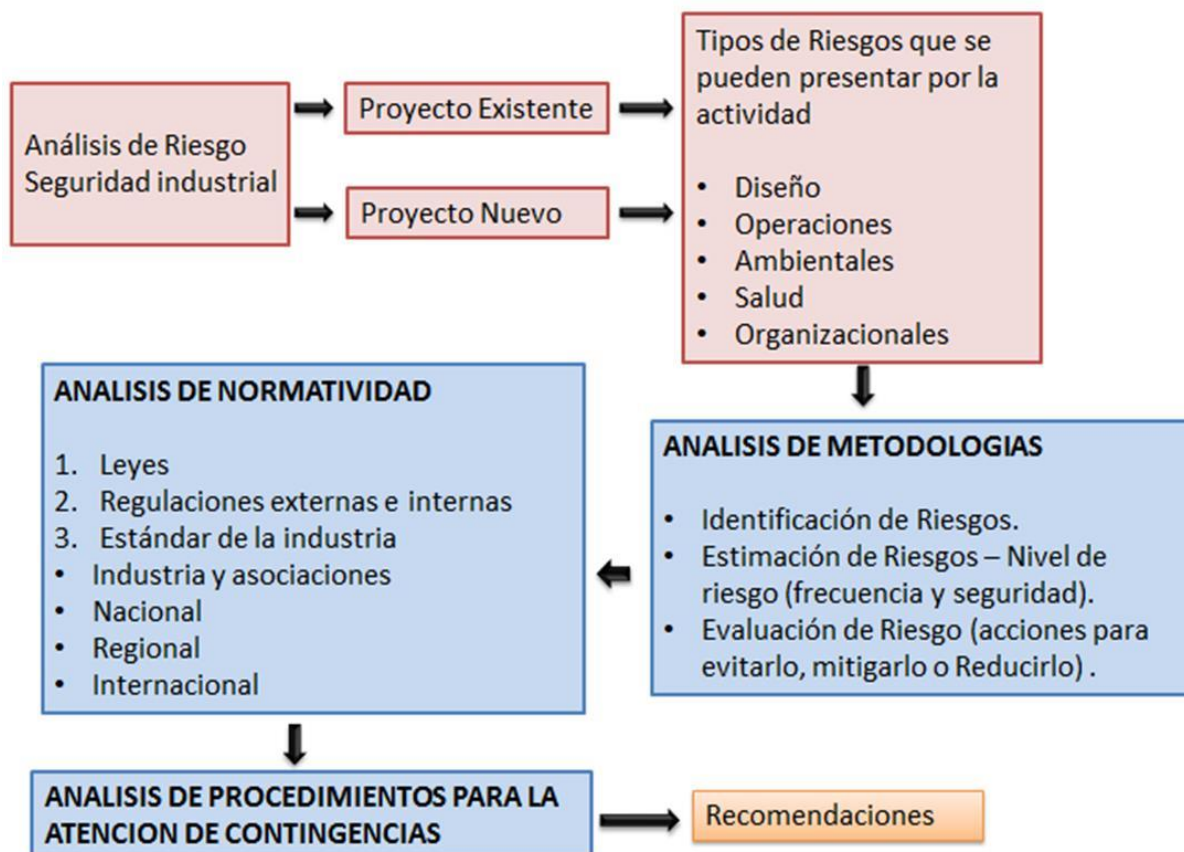
Finalmente, existen 2 yacimientos con balance de materia, uno de aceite negro (Cactus Calcarenita) y otro de gas y condensado (Juspí K BI). Ambos yacimientos cuentan con modelos estáticos e historiales de producción completos. El yacimiento de aceite negro no reporta conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas, mientras que el de gas y condensado no reporta las de aceite. Este último tiene la planeación del inicio de un proceso de recuperación adicional por inyección de agua y gas, por lo que es indispensable el conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos para poder llevar a cabo un adecuado análisis de dicho proceso. Se recomienda que se realice la toma de información respecto a las propiedades faltantes con el fin de poder analizar dicho yacimiento con un modelo de simulación numérica. Para el yacimiento de aceite negro, la Comisión recomienda que se evalúe la factibilidad de que el yacimiento pueda tener sus volúmenes sustentados con modelos 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 Cactus - Sitio Grande:

- 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 de 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.

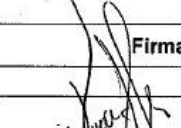
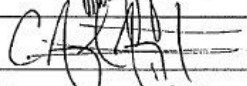
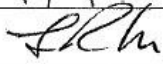
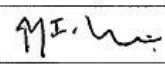


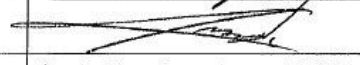

**Proyectos de explotación: Cuenca de Macuspana, Cactus Sitio Grande y Ogarrío Sánchez Magallanes.**

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
<b>Copresidentes</b>			
1.	José Luis López Espinosa	DCF	
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
<b>Vocales</b>			
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.	Moisés 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	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
11.	Jorge Alberto Aguilar López (suplente) César A. Conchello Brito (titular)	DG	





**1. Antecedentes**

El Proyecto Cactus-Sitio Grande, está formado por 29 campos destacando los siguientes: Cactus, Teotleco, Juspi, Sitio Grande, Chiapas-Copanó, Sunuapa, y Giraldas. El descubrimiento de la cuenca productora Chiapas -Tabasco fue con el pozo Sitio Grande-1 en junio de 1972. Geológicamente el Proyecto Cactus-Sitio Grande se encuentra en las Cuenas Mesozoicas de Chiapas-Tabasco, y cuenta con yacimientos de hidrocarburos de aceite negro, aceite volátil y gas y condensado, de la edad Cretácica Superior, Medio e Inferior (KS, KM y KI) a profundidades de 1000 a 5000 m. Los yacimientos del KM e KI están constituidos, principalmente, por dolomías. El KS es básicamente caliza arcillosa y calcarenitas.

El Proyecto Cactus - Sitio Grande produce 45 MBPD de aceite y 279 MMPCD de gas.

**2. Ubicación**

El Proyecto Cactus - Sitio Grande, se encuentra a 32 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, en la porción Norte del Estado de Chiapas. Se encuentra limitado al Norte por la Planicie Costera del Golfo de México, al Sur por la Sierra de Chiapas y al Este y Oeste por la zona del frente de la Sierra de Chiapas.



**3. Objetivo y Alcance**

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 134 MMBLS de aceite y 726 MMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 28,515 MM\$ y obtener una mayor rentabilidad económica. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 19 pozos, 38 reparaciones mayores a pozos; 53 reparaciones menores y la infraestructura necesaria para el manejo de la producción, así como, la factibilidad de la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada (inyección de gas de formación, e inyección de gas de formación más CO2), requerimientos de optimización, modernización y mantenimiento de las instalaciones.

El Proyecto Cactus - Sitio Grande genera Cambio de Monto y Alcance, por la incorporación de los campos pertenecientes a los Proyectos Carmito-Artesa y San Manuel y por las actividades adicionales del plan de explotación propuesto.

**4. Reservas de Hidrocarburos**

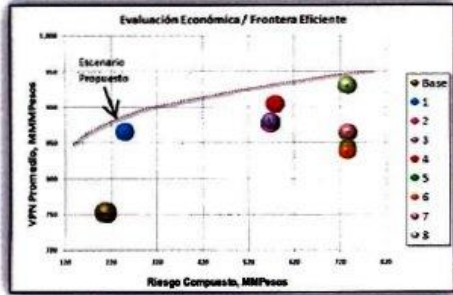
Las reservas y factores de recuperación, asociadas a los campos: Acuyo, Agave, Arroyo Zanapa, Artesa, Cacho López, Cactus, Carmito, Catedral, Chiapas-Copanó, Chintul, Chirimoyo, Comoapa, Gaucho, Giraldas, Iris, Juspi, Malva, Mundo Nuevo, Muspac, Nicapa, Nispero, Río Nuevo, Sabancuy, Secadero, Sitio Grande, Sunuapa, Tapijulapa, Teotleco y Topén.

	Volumen original de Aceite			Volumen original de Gas			Reserva Remanente de Aceite			Reserva Remanente de Gas			Fro con el Escenario Propuesto		Frg con el Escenario Propuesto	
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P	%	%	%	%
	MMB	MMB	MMB	MMMPC	MMMPC	MMMPC	MMB	MMB	MMB	MMMPC	MMMPC	MMMPC	Actual 1/0 1/2012	Final @2045	Actual 1/01 /2012	Final @2045
<b>Total</b>	<b>5,348</b>	<b>5,531</b>	<b>5,622</b>	<b>19,262</b>	<b>19,820</b>	<b>20,252</b>	<b>117</b>	<b>156</b>	<b>218</b>	<b>769</b>	<b>923</b>	<b>1,174</b>	<b>31</b>	<b>33</b>	<b>48</b>	<b>53</b>

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

**5. Evaluación y selección del escenario\***



Riesgo Compuesto, MMPCD

\*Al límite económico

**Escenario 0 (Base optimizado)**

- Perforación y terminación de 50 pozos de desarrollo.
- 66 reparaciones mayores a pozos.
- 840 reparaciones menores a pozos (2012-2026).
- Instalación de 1 estructura marina (estructura tipo tripode adjunta de Akal-O).
- Construcción de 10 ductos de transporte de fluido.
- Instalación de 11 sistemas para incrementar el manejo de gas y 6 para deshidratación de aceite.
- Mantenimiento de presión del Campo Akal, por medio del proceso de inyección de nitrógeno (N2).

**Escenario 1 (Escenario Propuesto)**

- Perforación y terminación de 161 pozos de desarrollo.
- 197 intervenciones mayores y 1763 reparaciones menores (período 2012-2026).
- Construcción de 2 estructuras de soporte tipo tripode y adosada para las plataformas Akal-O y Akal-CI respectivamente.
- Mantenimiento de presión en Akal-JSK, instalación de 7 plataformas tipo octápodo.
- 34 ductos para el transporte de fluidos. También se incluye la aplicación del proceso de doble desplazamiento en la zona sur del Campo Akal.
- Mantenerse la actividad de inyección de nitrógeno (N2) en el horizonte de análisis.

**Escenario 2**

- Contempla toda la actividad descrita en el escenario No. 1.
- Implantación de un proceso de aprovechamiento de gas del casquete, para producción y comercialización de líquidos del gas natural.
- Instalación de un módulo de compresión en la planta de Atasta, para incrementar el volumen de nitrógeno inyectado al yacimiento en 300 MMPCD.

**Escenario 3**

- Se consideran todas las actividades descritas en el escenario No.2 para producción y comercialización de líquidos del gas natural.
- Para el proceso de aprovechamiento de gas del casquete, se plantea un proceso de reinyección del nitrógeno separado en el proceso de producción de LNG.
- Se excluyen las inversiones asociadas a la construcción del ducto (Atasta/Akal-CI) para inyección de volúmenes adicionales de nitrógeno (N2).

**Escenario 4**

- Se plantea toda la actividad del escenario No.1.
- Se incluye además la estrategia de explotación temprana del casquete de gas del Campo Akal.

**Escenario 5**

- Inyección de CO2, con suministro 1200-1500 MMPCD a partir de fuente externa.
- Mantenimiento de presión en Akal.

**Escenario 6**

- Contempla la actividad descrita en el escenario No. 1
- Un proceso de recuperación mejorada por inyección de CO2, para el Campo Akal, y el resto de los campos que conforman el Proyecto Cantarell, el suministro de Dióxido de Carbono (CO2) está considerado a través de la construcción de un gasoducto desde una fuente externa (estado de Texas USA) hasta la Región Marina Noreste.

**Escenario 7**

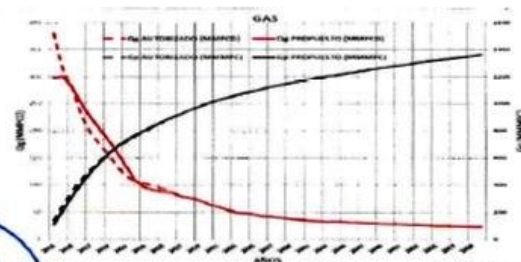
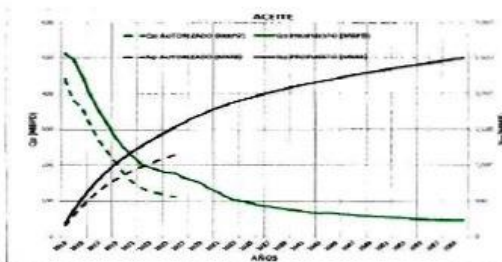
- Considera toda la actividad descrita en el escenario No.1.
- Incluye la aplicación del proceso de EOR por inyección de CO2 y la existencia de una fuente de suministro de CO2 ubicada en la localidad de Atasta.

**Escenario 8**

- Considera toda la actividad descrita en el escenario No.1.
- Aplicación de un proceso de recuperación mejorada por inyección de surfactantes, en los campos Akal, Nohoch, Chac, Ixtoc, Sihl y Kutz.

**6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador**

Ciclo de Planeación 2013-2027.



MRD/JCS

ASJ



### 7.Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Posible variación del volumen original de hidrocarburos. (Actualización de los Modelos Estático y Dinámico de los yacimientos).
2. Técnico: Incertidumbre geológica por presencia de cuerpos salinos. (Reprocesamiento de la información sísmica y toma de VSP en pozos de Desarrollo).
3. Técnico: Fallas de sistemas artificiales de producción en los pozos. (Adecuarlos diseños utilizando los equipos necesarios que consideren su operación con altos valores de RGA).
4. Social: Afectaciones y permisos para operar en forma oportuna en al 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

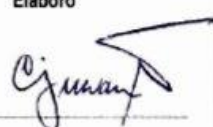
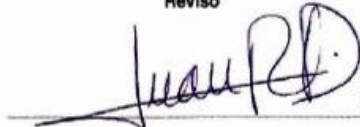

Actividad pozos	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto	Obras Nuevas (2013-2027)	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto
	(2013 – 2045)	(2013 – 2027)			
Pozos de desarrollo	4	19	Ductos		35
Reparaciones Mayores	16	38			
Reparaciones Menores		53			

### 9.Indicadores Económicos

Indicadores Económicos	Propuesto antes de Impuestos	Propuesto después de Impuestos
	2013-2027	2013-2027
VPI (MMS)	19,547	19,547
VPN (MMS)	100,895	8,374

### 10.Resultado del Dictamen

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

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

APD/MS/2012

AS

Se realizó un comparativo entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) por parte de PEMEX, Tabla 21, respecto a los proyectos enviados a esta Comisión para emitir un dictamen, denominados como nuevos o de modificación sustantiva.

Tabla 21. 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	28,515	28,930	-1.4
Gasto de Operación	mmpesos	ND	31,999	ND
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	134	139	-3.6
Reservas a recupera Gas 2P	mmpc	726	842	-13.8
Horizonte		2013-2027	2013-2045	-
Pozos a perforar desarrollo	núm.	19	19	0.0
Pozos a perforar inyectores	núm.	0	0	0.0
Rep. Mayores	núm.	38	38	0.0
Rep. Menores	núm.	53	53	0.0
Ductos	núm.	35	ND	ND
VPN (antes impuestos)	mmpesos	100,895	102,031	-1.1
VPI (antes impuestos)	mmpesos	19,547	19,599	-0.3
VPN (después impuestos)	mmpesos	8,374	8,590	-2.5
VPI (después impuestos)	mmpesos	19,547	19,599	-0.3

Fuente: CNH con datos de PEP

En general, se observan ligeras variaciones en las diferentes variables analizadas, a excepción del horizonte de estudio. Mientras que en el proyecto entregado a esta Comisión se maneja hasta el 2045, la GTI se presenta hasta el 2027. PEP deberá revisar el origen de dichas diferencias, así como explicar por qué, a pesar de que hay una diferencia de 18 años, las demás variables tienen valores similares. Es importante que se presente a la Comisión la misma información que es evaluada por el Grupo de Trabajo de Inversión para garantizar que se trata del mismo proyecto, y no una modificación del mismo. Además, la información que se presente al GTI debe tener como dato informativo al gasto de operación, sobre todo si es muy similar o superior al de las inversiones.

Por otro lado, las reservas a recuperar de gas tienen una diferencia mayor al 10%, por lo que PEMEX debe revisar y ajustar las cifras presentadas para disminuir estas inconsistencias.

## **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

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	(2018-2045)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	7,188	4,769	2,025	1,910	1,561	11,477	28,930	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	4,548	4,377	4,093	2,816	2,531	13,634	31,939	10
Qo Promedio.	(mbpd)	55	51	44	38	35	-	139 (mmb)	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	290	281	251	219	190	-	842 (mmpc)	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.	El proyecto genera cambio de monto y alcance por la incorporación de los campos de los proyectos Carmito Artesa y San Manuel y por las actividades de perforación de pozos, realizaciones de reparaciones mayores y menores y adecuación de infraestructura de recolección y transporte. Adicionalmente, se tiene la operación y mantenimiento, así como el abandono de pozos, estructuras y ductos.								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	10	9	0	0	0	0	19	NA
Terminación.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	19	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	12	2	3	4	6	11	38	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

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. Realizar un análisis de riesgo y reducir la incertidumbre de los parámetros de mayor impacto mediante un análisis de sensibilidad que permita disminuir la incertidumbre del volumen original (cálculo probabilista).
4. Integrar la información técnica de los yacimientos con los datos de reservas para que exista uniformidad en la información reportada a nivel yacimiento.

### ***Geociencias***

5. Considerar la posibilidad de adquirir sísmica 4D para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas.
6. Realizar “Modelos de Fracturas” en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos, para tener un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimientos.

### ***Ingeniería de Yacimientos***

7. Jerarquizar y seleccionar las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías, mayor conocimiento del subsuelo, plan de desarrollo óptimo asociado a métodos de recuperación que permitan una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del



proyecto. Lo anterior, en virtud de que los factores de recuperación del proyecto Cactus-Sitio Grande 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 Cactus-Sitio Grande 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.