

Dictamen técnico del proyecto de Explotación
Cuenca de Macuspana (Nuevo)

MAYO 2013

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	8
A) UBICACIÓN.....	8
B) OBJETIVO	9
C) ALCANCE.....	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN	14
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS	17
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	20
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	20
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL	20
C) DICTAMEN DEL PROYECTO	24
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	26
A) RESERVAS.....	26
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS	35
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS.	36
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.	37
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	40
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS.....	40
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	43
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	56
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	58
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS	62
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.	74
VII. OPINIÓN DE LA MIP	77
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	83
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA	84
IX. RESULTADOS DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES	85
X. OPINIÓN A SENER	90

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 Cuenca de Macuspana, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado como proyecto nuevo.

El proyecto de explotación Cuenca de Macuspana, desarrollado por el Activo Macuspana - Muspac, se desincorpora del Programa Estratégico de Gas (PEG), así mismo se presenta la oportunidad de maximizar el factor de recuperación de los yacimientos e incorporar volúmenes adicionales de hidrocarburos, razones principales por las cuales es considerado como un “Proyecto Nuevo”.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

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

1. Oficio SPE-662-2012 recibido en esta Comisión el 30 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que esa dependencia remite información relacionada con el proyecto, para efectos de su dictamen, con fundamento en el artículo 4, fracción VI de la Ley de la Comisión y en términos del artículo 28 de la *Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* (Lineamientos técnicos).
2. Oficio 512.DGAAH.142.2012, recibido en esta Comisión el 5 de diciembre de 2012, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER) envía información relacionada al proyecto, misma que coincide con la anteriormente remitida por PEP.
3. Oficio D00.-SE.-794/2012, de fecha de 4 de diciembre de 2012, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada: archivos modificables, anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos DSD's.
4. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
5. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.

6. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita una prórroga de 10 días hábiles para la entrega de información (solicitud de suspensión de días hábiles), derivado del incidente ocurrido el 31 de enero de 2013 dentro de las instalaciones del Centro Administrativo de PEMEX.
7. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, teniendo 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 Cuenca de Macuspana.
9. Oficio D00.-SE.-169/2013, de fecha 26 de abril de 2013, mediante el cual la Comisión solicita ampliación de 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

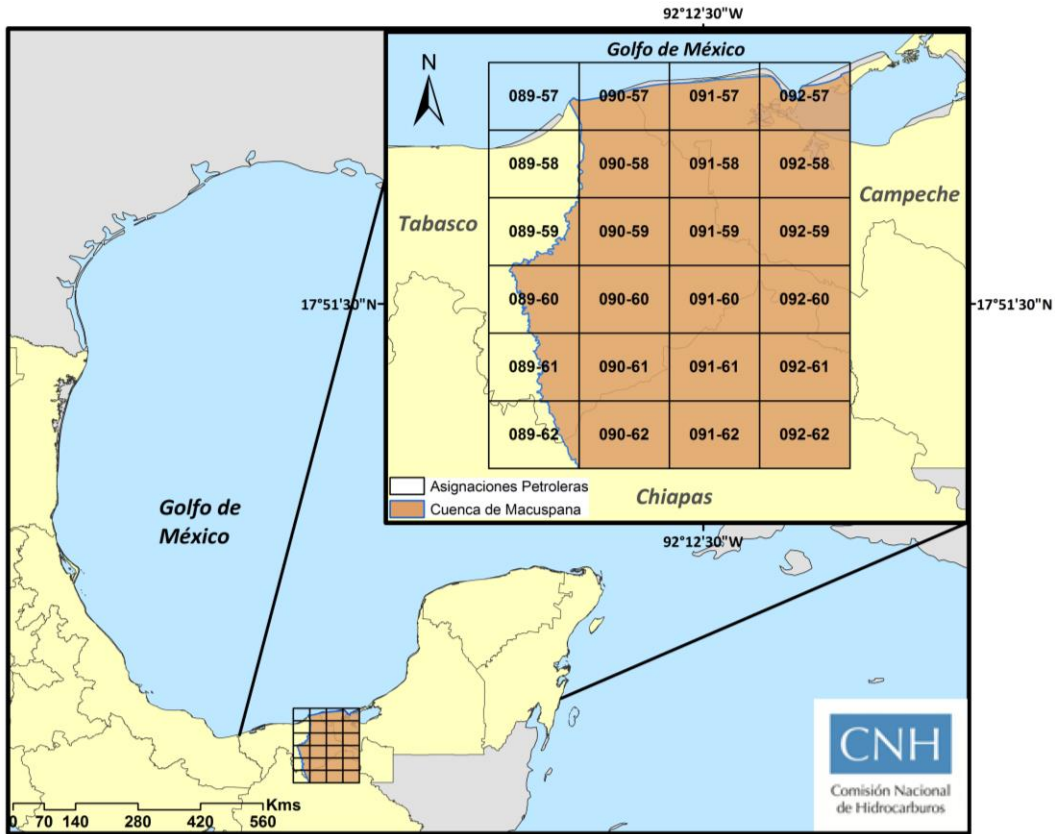
De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones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

a) Ubicación

El proyecto Cuenca de Macuspana está localizado en la porción este de Tabasco, oeste de Campeche y norte de Chiapas, formando parte de la Planicie Costera del Golfo. Comprende los municipios de Macuspana, Jalapa, Jonuta, Centla y Centro del estado de Tabasco; así como parte del municipio de Ciudad del Carmen del estado de Campeche y parte de los municipios Catazajá, Palenque, Salto del Agua, Tila, Sabanilla, Tumbal, Huitiupan, Chilón, Yajalón y La Libertad en el estado de Chiapas. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto.

El proyecto está formado por los campos Cafeto, Cobo, Narvárez, Shishito, Tepetitán, Vernet y Viche, así como por veintinueve campos menores.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.



Fuente: CNH con datos de PEP

b) Objetivo

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Cuenca de Macuspana tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 10.3 millones de barriles de aceite y 301 mil millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2034, con una inversión de 6,378 millones de pesos.

c) Alcance

El proyecto de explotación Cuenca de Macuspana contempla perforar 24 pozos no convencionales, realizar 47 reparaciones mayores y 70 reparaciones menores, así como la instalación de sistemas modulares de compresión y la construcción y simplificación de instalaciones superficiales.

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

Alternativa 1. Recuperación Primaria y Secundaria. Considera la explotación de la mayoría de los campos bajo un esquema de comportamiento primario, mediante la perforación de 24 pozos no convencionales con terminación sencilla y doble, 47 reparaciones mayores, 70 reparaciones menores y 227 taponamientos de pozos. También considera la recuperación secundaria con la inyección de agua congénita en el campo Shishito, así como la diversificación de sistemas artificiales de producción, instalación de sistemas modulares de compresión en el campo Narváz y la construcción y simplificación de instalaciones superficiales.

Alternativa 2. Recuperación Primaria. Considera la perforación de 24 pozos no convencionales, con terminación sencilla y doble, 23 reparaciones mayores, 70 reparaciones menores y 227 taponamientos de pozos, así como la diversificación de sistemas artificiales de producción y la construcción y simplificación de instalaciones superficiales.

Alternativa 3. Recuperación Primaria. Considera la perforación de 24 pozos no convencionales con terminación sencilla y doble, 23 reparaciones mayores, 70 reparaciones menores y 227 taponamientos de pozos; así como la diversificación de sistemas artificiales de producción, la instalación de sistemas modulares de compresión en el campo Narváz y la construcción y simplificación de instalaciones superficiales.

La Tabla 1 muestra el resumen de las alternativas presentadas por Pemex.

Tabla 1. Resumen de alternativas del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.

Alternativa	Yacimientos		Pozos				Instalaciones		
	Campos	Recuperación Fluido de Inyección	Perforación	Terminación	Reparaciones	Sistemas Artificiales	Arreglo de Localizaciones	Instalaciones de producción	Transporte de fluidos

1	Todos	Primaria y secundaria	Inyección de agua en Shishito	Direccional y Alto Angulo	Sencilla y Tubing Less	RMA+RME+TAP. RMA en Hormiguero y Usumacinta	Fluyente+BCP +CBP BE+VM	Macroperas nuevas+existentes con ampliaciones	Existentes+ Ampliaciones +Nuevas (Compresión)	Existentes +Nuevas
2	Todos	Primaria	No aplica	Direccional	Sencilla y Tubing Less	RMA+RME+TAP. Sin RMA en Hormiguero y Usumacinta	Fluyente+BCP +CBP + BE+VM	Macroperas nuevas+existentes con ampliaciones	Existentes+ Ampliaciones +Nuevas (Sin Compresión)	Existentes +Nuevas
3	Todos	Primaria	No aplica	Direccional y Alto Angulo	Sencilla y Tubing Less	RMA+RME+TAP. Sin RMA en Hormiguero y Usumacinta	Fluyente+BCP +CBP + BE+VM	Macroperas nuevas+existentes con ampliaciones	Existentes+ Ampliaciones +Nuevas (Compresión)	Existentes +Nuevas

Fuente: PEP

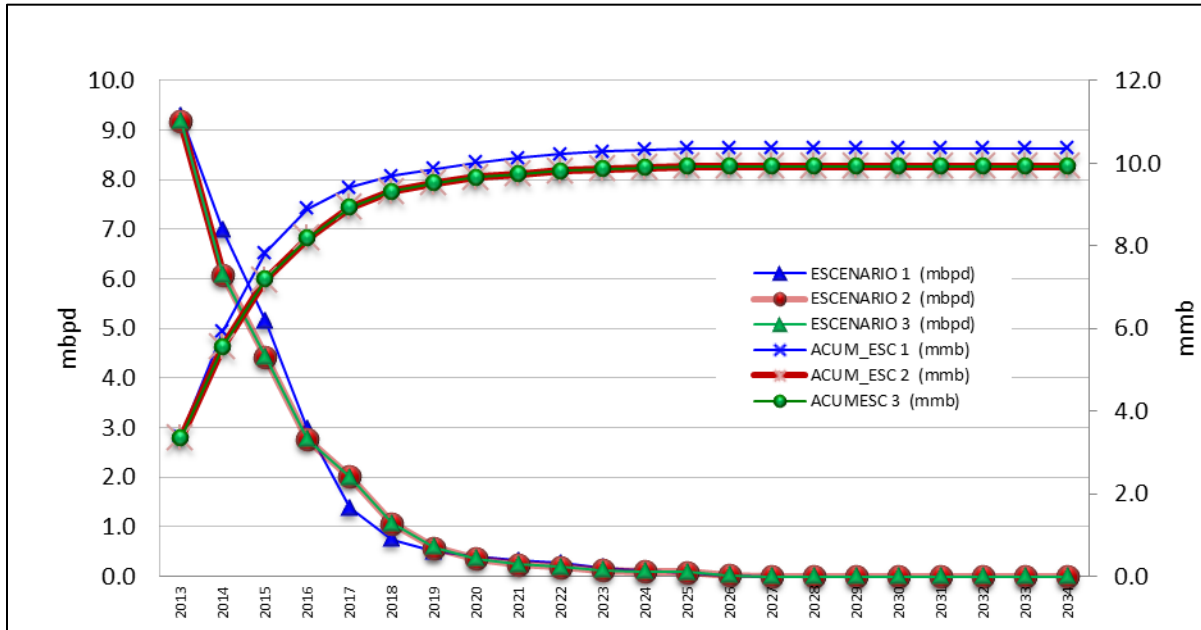
La Tabla 2 y las Figuras 2 y 3 presentan los volúmenes acumulados, y los perfiles de producción de aceite y gas de las alternativas evaluadas en el horizonte 2013-2034.

Tabla 2. Producción acumulada de fluidos por alternativa, en el horizonte 2013-2034.

Alternativa	Np mmb	Gp mmmpc	Wp mmb
1	10.3	301	17.0
2	9.9	255	16.9
3	9.9	261	16.9

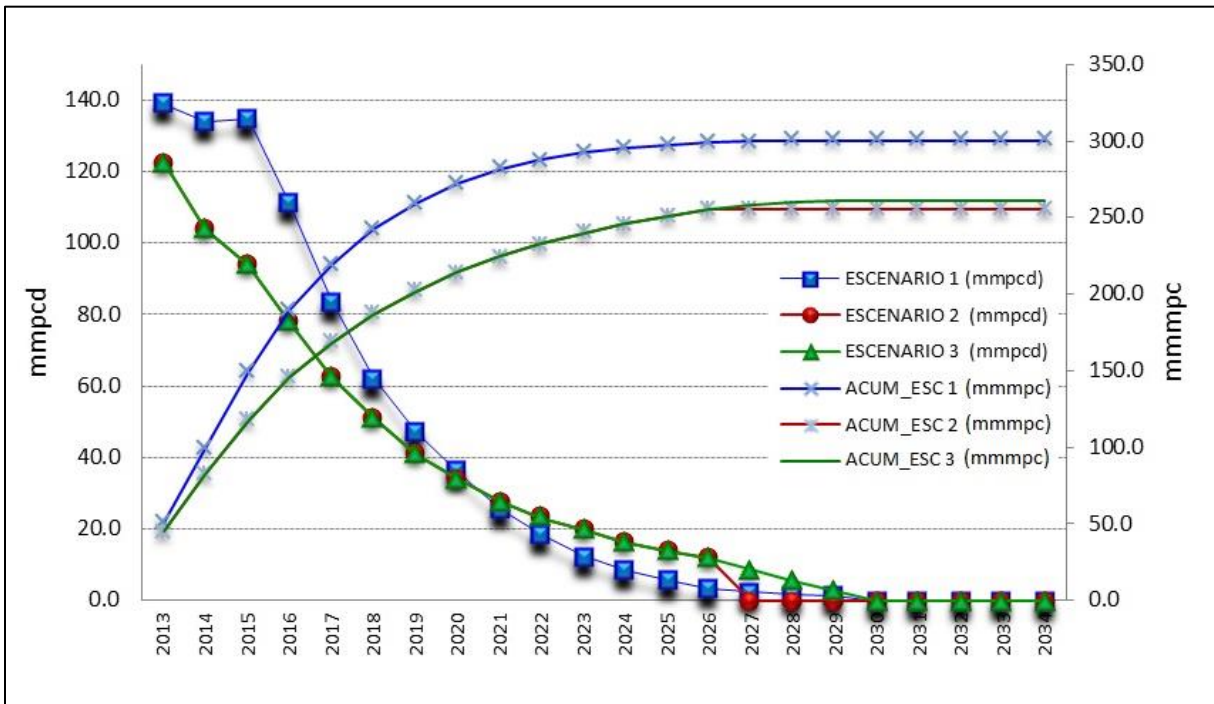
Fuente: PEP

Figura 2. Producción de aceite por alternativa.



Fuente: PEP

Figura 3. Producción de gas por alternativa.



Fuente: PEP

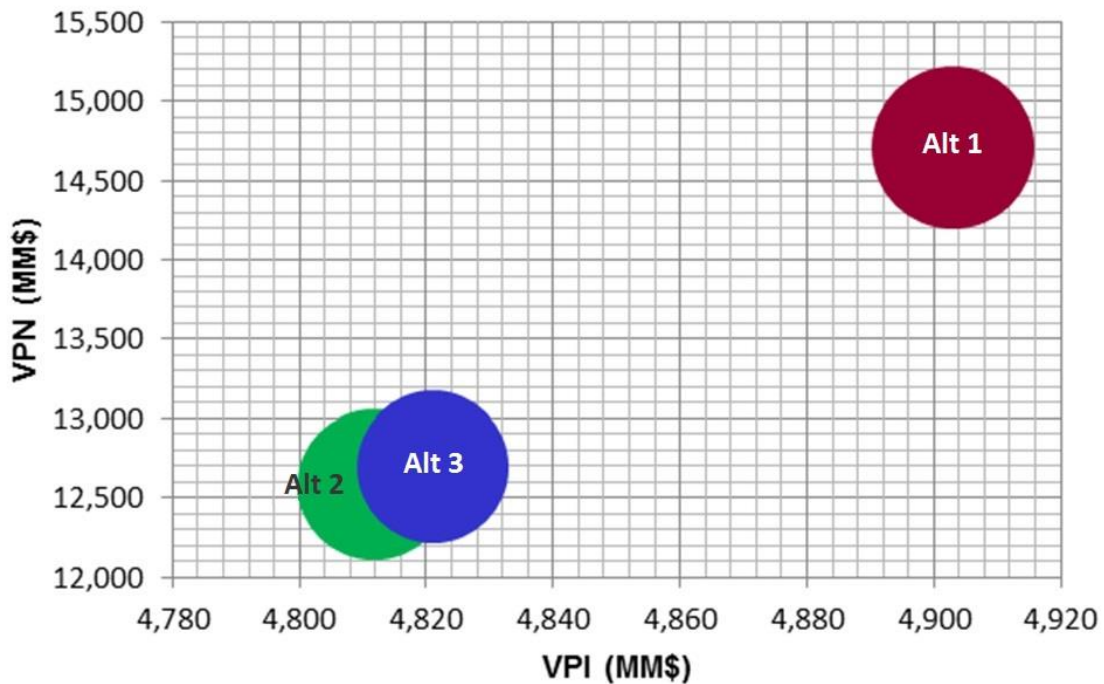
La Tabla 3 y la Figura 4 muestran los indicadores económicos por alternativa presentada para el periodo 2013-2034.

Tabla 3. Indicadores económicos por alternativa, periodo 2013-2034.

Alternativa	VPN (mmpesos)	VPI (mmpesos)	VPN/VPI
1	14,688	4,903	3.00
2	12,585	4,812	2.62
3	12,701	4,821	2.63

Fuente: PEP

Figura 4. Frontera eficiente de las alternativas presentadas.



Fuente: PEP

Para la selección final de la alternativa de explotación, Pemex se basó en la información anterior, buscando un balance entre promesa de valor y riesgo asociado. **Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 1.**

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	9.3	138.8
2014	7.0	133.7
2015	4.9	134.8
2016	3.0	110.4
2017	1.4	83.1
2018	0.8	62.0
2019	0.5	47.0
2020	0.4	35.7
2021	0.3	25.5
2022	0.3	18.1
2023	0.2	12.1
2024-2034	0.02	2.1
Total	10.3 (mmb)	301 (mmpc)

Fuente: PEP

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2034 en el proyecto es de 6,378 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 6,267 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

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

Año	Inversión Estratégica	Inversión Operacional	Inversión Total	Gasto de operación
2013	793	684	1,477	1,168
2014	1,025	700	1,725	1,076
2015	259	521	780	1,088
2016	114	449	563	843
2017	134	435	569	603
2018	46	173	219	441
2019	37	157	194	329
2020	33	124	157	235
2021	21	98	119	167
2022	24	94	118	111
2023	15	86	101	77
2024-2034	70	284	354	129
Total	2,571	3,807	6,378	6,267

Fuente: PEP

e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación.

En la Tabla 6 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012 para aceite y gas, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.

Tabla 6. Factores de recuperación de aceite y gas.

Campo	Fr 2P % gas	Fr 2P % aceite
Acachu	49.6	0.0
Acahual	55.5	0.0
Almendro	76.0	0.0
Bitzal	67.7	0.0
Boca del Toro	69.5	0.0
Cafeto	36.4	6.0
Cantemoc	59.0	0.0
Chilapilla	94.2	0.0
Cobo	68.0	0.0
Fortuna Nacional	39.3	33.1
Guiro	67.1	0.0
Hormiguero	71.3	0.0
Jimbal	71.1	0.0
José Colomo	88.9	0.0
Lacantum	0.0	0.1
Laguna Alegre	69.9	0.0
Macuspana	3.6	0.0
Mangar	69.2	0.0
Morales	0.0	0.0
Narvárez	71.6	0.0
Nazareth	0.0	0.0
Nuevos Lirios	69.2	0.0
Ojillal	72.9	0.0
Pigua	0.0	0.0
Rasha	65.5	0.0
San Román	19.6	0.0
Saramako	48.1	16.8
Sarlat	11.9	10.9
Shishito	47.0	46.0
Tepetitán	58.0	0.0
Trompo	0.0	0.0
Usumacinta	71.7	0.0
Vernet	35.3	25.0
Viche	76.5	0.0

Xicalango	67.4	0.0
Zaragoza	0.0	0.0

Fuente: PEP

Los valores de los factores de recuperación presentados en la tabla anterior sólo se presentan los valores para la reserva 2P. Éstos fueron calculados por Pemex basándose en la relación directa entre la reserva remanente y el volumen original por categoría considerando la producción acumulada. Es decir:

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

Al respecto, la Comisión recomienda que el factor de recuperación se referencie 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 Cuenca de Macuspana se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

Campo	Aceite (mmb)			Gas (mmmpc)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Acachu	0.00	0.00	0.00	9.01	9.01	9.01
Achahual	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.06

Almendro	0.00	0.00	0.00	6.00	9.20	9.20
Bitzal	0.00	0.00	0.00	4.50	6.70	6.70
Boca del Toro	0.00	0.00	0.00	1.83	1.83	1.83
Cafeto	0.82	1.75	1.76	12.20	12.88	13.88
Cantemoc	0.00	0.00	0.00	0.00	9.49	12.79
Chilapilla	0.00	0.00	0.00	6.31	6.31	6.31
Cobo	0.00	0.00	0.00	17.50	22.07	29.17
Fortuna Nacional	0.09	0.53	0.53	2.90	5.31	6.31
Guiro	0.00	0.00	0.00	0.00	4.46	4.46
Hormiguero	0.00	0.00	0.00	13.50	17.19	21.29
Jimbal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	0.53
José Colomo	0.02	0.06	0.08	17.75	17.75	17.75
Lacantum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Laguna Alegre	0.00	0.00	0.00	12.40	12.40	15.00
Macuspana	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mangar	0.00	0.00	0.00	0.00	5.18	9.17
Morales	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Narvárez	0.00	0.00	0.00	60.56	60.58	66.76
Nazareth	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nuevos Lirios	0.00	0.00	0.00	2.88	2.88	2.88
Ojillal	0.00	0.00	0.00	0.00	2.77	2.77
Pigua	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Rasha	0.00	0.00	0.00	2.70	9.80	20.50
San Román	0.00	0.00	0.00	0.34	0.34	0.34
Saramako	0.05	0.07	0.09	3.97	3.97	3.97
Sarlat	0.00	0.03	0.10	0.00	0.05	3.45
Shishito	8.70	8.70	8.70	4.97	4.97	4.97
Tepetitan	0.00	0.00	0.00	10.89	48.44	54.94
Trompo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.42
Usumacinta	0.00	0.00	0.00	14.04	14.04	16.04
Vernet	1.24	2.63	2.65	1.60	2.75	2.75
Viche	0.00	0.00	0.00	4.73	4.73	4.73
Xicalango	0.00	0.00	0.00	4.46	4.45	4.46
Zaragoza	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.31
Total	10.92	13.43	13.47	215.10	300.50	364.75

Fuente. PEP

f) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 96.3 dólares por barril (USD/barril) para el aceite y 4.9 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.

En el horizonte 2013-2034, el proyecto de explotación Cuenca de Macuspana requiere una inversión de 6,378 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 31,488 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 6,267 millones de pesos.

La Tabla 8 muestra las estimaciones de la inversión, gasto de operación, ingresos y flujo de efectivo.

Tabla 8. Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (mm pesos).

Año	Inversión	Gastos de operación	Ingresos	Flujo de efectivo
2013	1,477	1,168	7,314	4,669
2014	1,725	1,076	6,161	3,360
2015	780	1,088	5,256	3,388
2016	564	843	3,871	2,464
2017	569	603	2,537	1,365
2018	219	441	1,772	1,112
2019	194	329	1,310	787
2020	157	235	1,003	611
2021	119	167	735.11	449
2022	118	111	534.83	306
2023	101	77	356.6	179
2024-2034	353	130	638	155
Total	6,378	6,267	31,488	18,843

Fuente. PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Indicadores económicos.

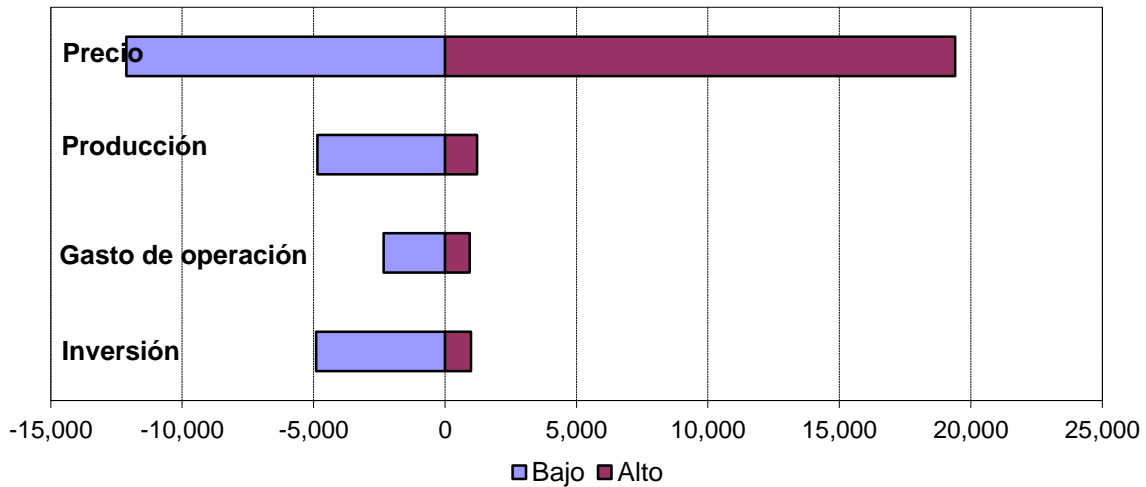
		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	14,688	97	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	4,903	4,903	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	3.00	0.02	peso/peso

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 14,688 millones de pesos y de 97 millones de pesos después de impuestos.

En la Figura 5 se muestra un diagrama de tornado donde se observan las variables de mayor impacto en el valor presente neto, las cuales son la producción y el precio de venta de los hidrocarburos, especialmente el aceite.

Figura 5. Gráfica de tornado de las variables de impacto de la alternativa seleccionada.



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 Pemex Exploración y Producción, 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:

Aspectos de explotación	Suficiente (95%)	Observaciones
I. Resumen ejecutivo		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	Sí	
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
III. Introducción		
Introducción:	Sí	
IV. Motivo y justificación del proyecto		
Motivo y justificación del proyecto:	Sí	
V. Efectos de no realizarse el proyecto		
Efectos de no realizarse el proyecto:	Sí	

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

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

mantenimiento:		
2. Programa de erogaciones:	Sí	
m. Derechos		
Derechos:	Sí	
n. Guías para el control del proyecto		
Guías para el control del proyecto:	Sí	
XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación		
a. Estructura de precios:	Sí	
b. Consideraciones y premisas:	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	
e. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	Sí	
XVII. Aspectos sobre seguridad industrial y protección ambiental		
a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas:	Sí	
b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	Sí	
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales):	Sí	
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	

XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	
XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs):	Sí	
XX. Administración del conocimiento		
a. Lecciones aprendidas:	Sí	
b. Mejores prácticas:	Sí	
c. Plan de brechas de competencias:	Sí	

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

Fuente: CNH con datos de PEP

c) Dictamen del proyecto

La Figura 6 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

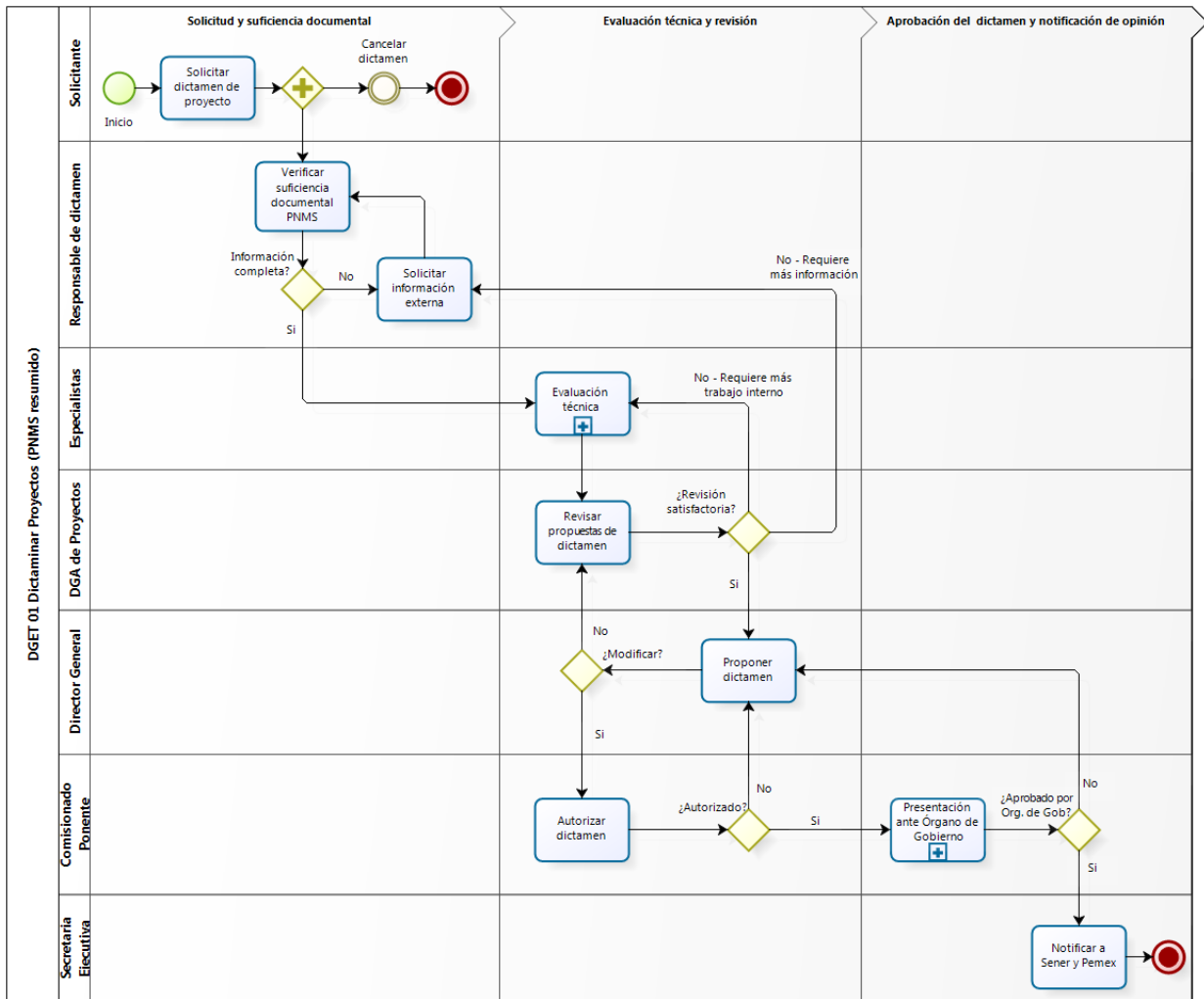
Este proceso inicia con la solicitud de dictamen del proyecto por parte de PEP.

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



Fuente: CNH

VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

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

a) Reservas

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

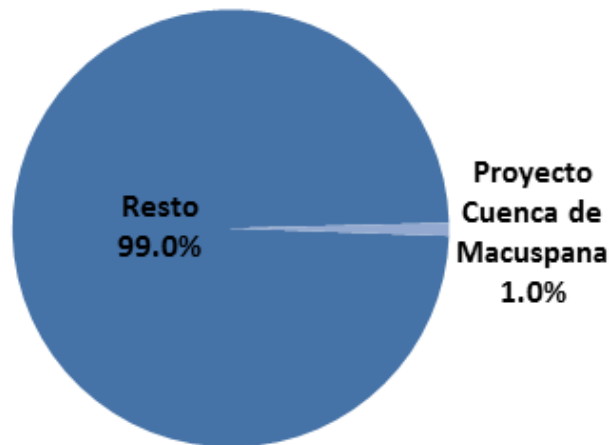
- i. Las reservas 2P del proyecto representan el 0.1% de las reservas totales de aceite y el 1% de las reservas totales de gas de la nación al 1 de enero de 2012. Para la alternativa de explotación propuesta, 2013-2034, el volumen a recuperar de aceite representa el 0.1% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 0.9% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 10 y las Figuras 7 a 10.

Tabla 10. Comparativo de la participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Cuenca de Macuspana en las reservas del país.

<u>Participación Nacional</u>	<u>Aceite</u>	<u>Gas</u>
Reservas Proyecto	0.1%	1.0%
Alternativa Propuesta	0.1%	0.9%

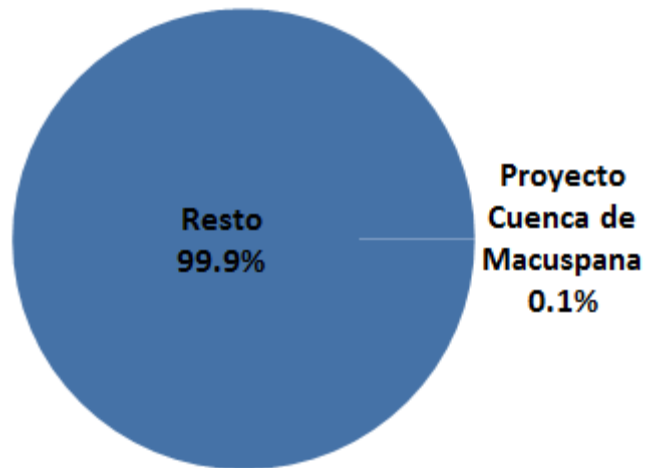
Fuente: CNH con datos de PEP

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



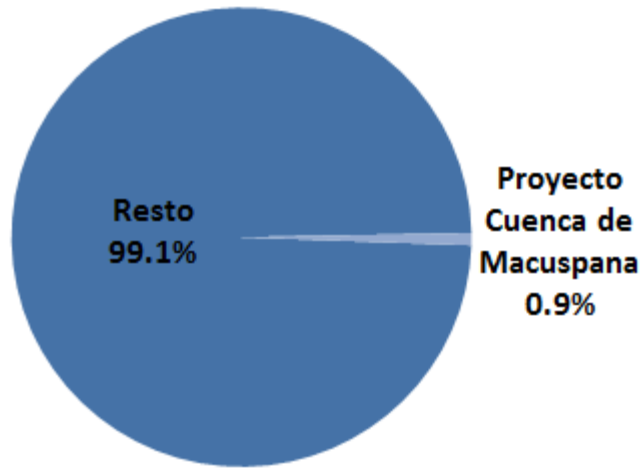
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 8. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite del proyecto Cuenca de Macuspana en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



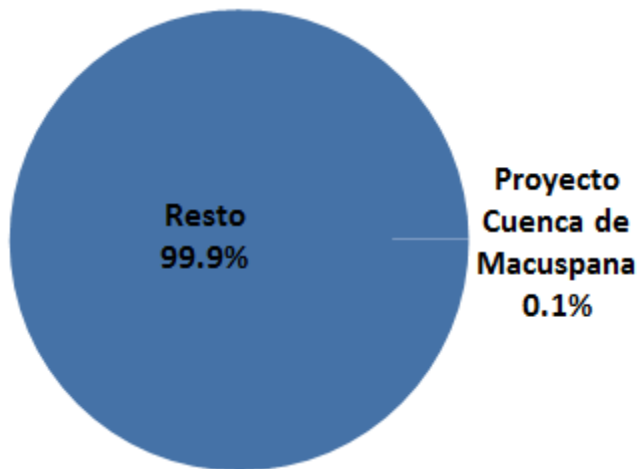
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 9. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Cuenca de Macuspana (2013-2034) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 10. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Cuenca de Macuspana (2013-2034) en las reservas de la nación.



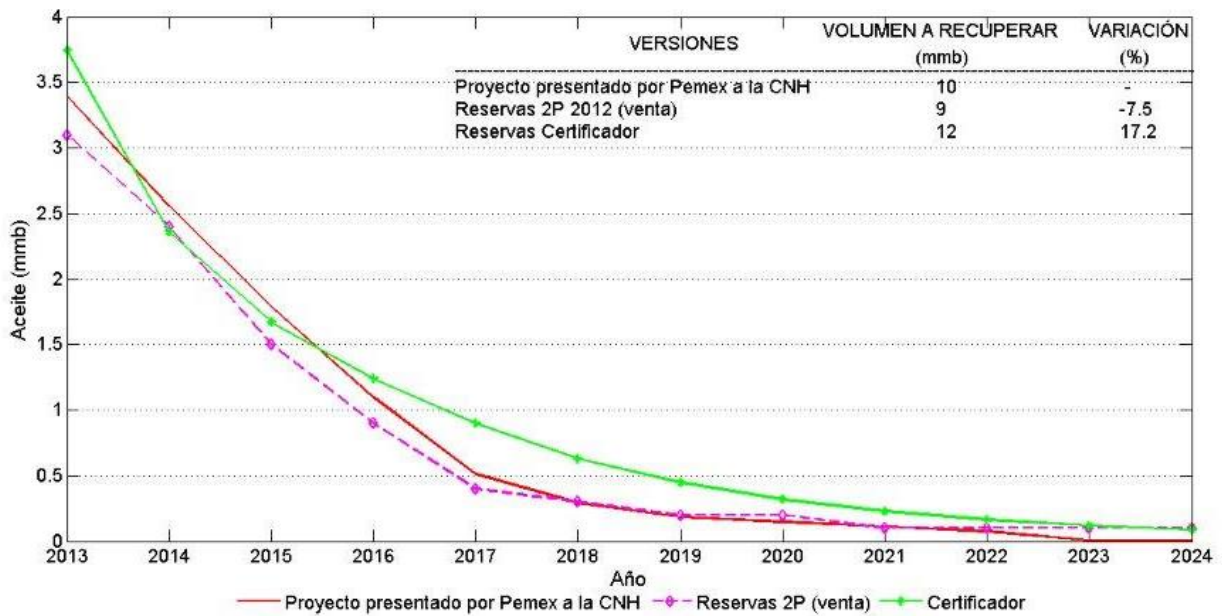
Fuente: CNH con datos de PEP

La participación del proyecto Cuenca de Macuspana en las cifras de reservas 2P de aceite y gas al 1 de enero de 2012 en el total nacional, y la participación de los volúmenes a recuperar de la alternativa propuesta son similares. Sin embargo, las diferencias se deben principalmente a la diferencia entre 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.

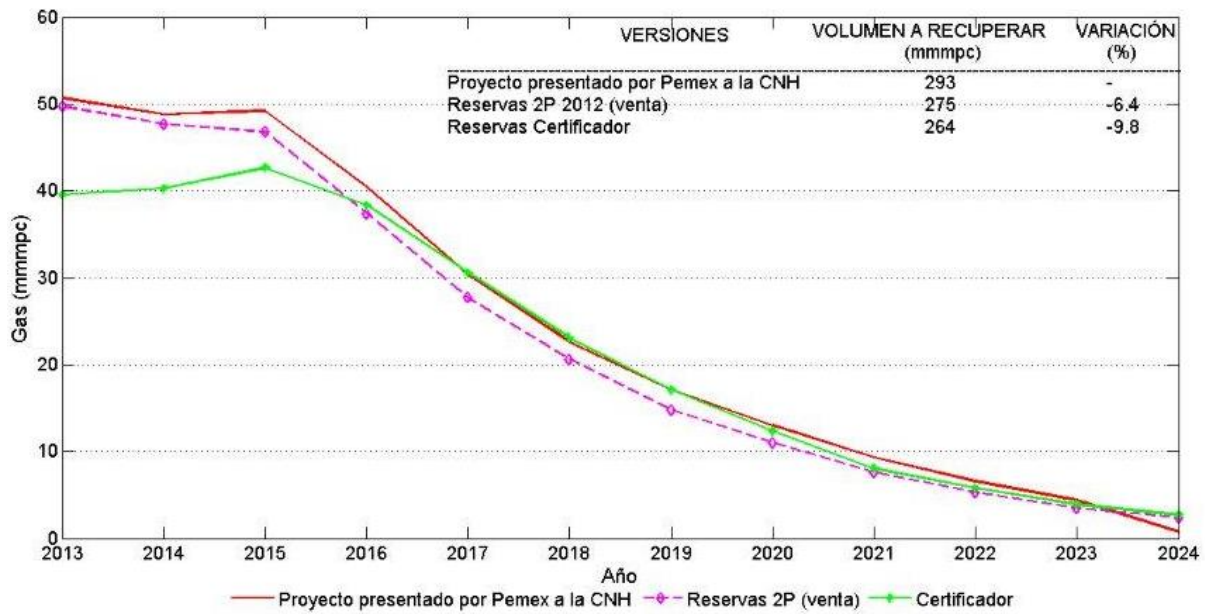
- ii. Debido a que los horizontes señalados en el documento del proyecto presentado a la Comisión son diferentes a los del proceso de reservas, se igualaron los horizontes de los perfiles de producción de aceite y gas al periodo 2013 - 2024 para hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 11) y gas (Figura 12).

Figura 11. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.



*Nota: las cifras presentadas puedan tener ligeras diferencias por redondeo
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 12. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.



*Nota: las cifras presentadas puedan tener ligeras diferencias por redondeo.

Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta pocas diferencias respecto al perfil de reservas de aceite. Asimismo, se observa una mayor 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 venta¹, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Al igual que en el aceite, existe poca diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de las reservas 2P. Sin embargo, se observa una diferencia en los primeros años con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P.

La Comisión recomienda disminuir las diferencias entre el comportamiento del volumen a recuperar de aceite y gas del proyecto respecto a los perfiles de reservas 2P de aceite y

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

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

- ii. De lo observado en el proyecto esta Comisión considera necesario que se continúe incorporando 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.
- iii. La Tabla 11 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 Narvárez, Tepetitán y Cobo son los campos que presentan la mayor reserva remanente 2P de gas, mientras que Shishito presenta la mayor reserva remanente 2P de aceite. Los campos José Colomo y Chilapilla representan la mayor producción acumulada de gas; mientras que los campos Shishito, Vernet y José Colomo representan la mayor producción acumulada de aceite.

Tabla 11. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

Proyecto	Volumen original 3P		Reserva remanente 2P			Producción acumulada al 1 de enero de 2012		
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce	Crudo mmb	Gas natural mmmpc
Acachu	0.0	27.6	1.4	0.0	9.0	0.8	0.0	4.7
Achual	0.0	6.4	0.0	0.0	0.1	0.7	0.0	3.4
Almendo	0.0	40.1	1.5	0.0	9.2	3.4	0.0	21.2
Bitzal	0.0	22	1.3	0.0	6.7	1.6	0.0	8.1
Boca del Toro	0.0	2.7	0.4	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0
Cafeto	21.3	61.1	4.8	1.6	13.9	3.3	1.1	9.1
Cantemoc	0.0	63.0	2.1	0.0	12.8	3.9	0.0	24.3
Chilapilla	0.0	1,418.8	1.3	0.0	6.3	281.0	0.0	1,329.3

Cobo	0.0	192.4	5.6	0.0	29.2	18.1	0.0	94.1
Fortuna Nacional	7.1	63.0	1.9	0.4	6.3	6.3	2.0	18
Güiro	0.0	7.5	0.9	0.0	4.5	0.1	0.0	0.5
Hormiguero	0.0	1,135.4	5.0	0.0	21.3	186.2	0.0	787.1
Jimbal	0.0	1.0	0.1	0.0	0.5	0.0	0.0	0.2
José Colomo	21.6	2,938.9	3.7	0.0	17.7	545.8	4.4	2,588.9
Lacantum	15.4	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Laguna Alegre	0.0	21.5	2.9	0.0	15.0	0.0	0.0	0.0
Macuspana	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Mangar	0.0	13.3	1.0	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0
Morales	0.0	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Narváez	0.0	303.6	12.8	0.0	66.8	30.5	0.0	158.6
Nazareth	22.2	192.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nuevos Lirios	0.0	39.5	0.6	0.0	2.9	4.7	0.0	24.4
Ojillal	0.0	3.8	0.4	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0
Pigua	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rasha	0.0	36.9	2.1	0.0	10.9	0.6	0.0	2.9
San Román	0.0	3.4	0.1	0.0	0.3	0.1	0.0	0.3
Saramako	8.0	70.3	1.0	0.0	4.0	11.6	1.8	41.6
Sarlat	2.7	11.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.7
Shishito	59.8	66.9	9.8	8.7	5.0	21.9	17.7	21.8
Tepetitán	0.0	193.6	10.6	0	54.9	11.0	0.0	57
Trompo	0.0	22.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Usumacinta	0.0	727.3	3.1	0.0	16.0	97.1	0.0	505
Vernet	55.4	94.7	3.2	2.6	2.8	15	8.1	29.6
Viche	0.0	21.0	1.1	0.0	4.7	2.7	0.0	11.2
Xicalango	0.0	67.5	0.9	0.0	4.5	7.9	0.0	41.0
Zaragoza	0.0	6.6	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	1.3
Total	215.0	7,888.0	79.6	13.4	336.0	1,254.7	35.5	5,784.4

Fuente: PEP

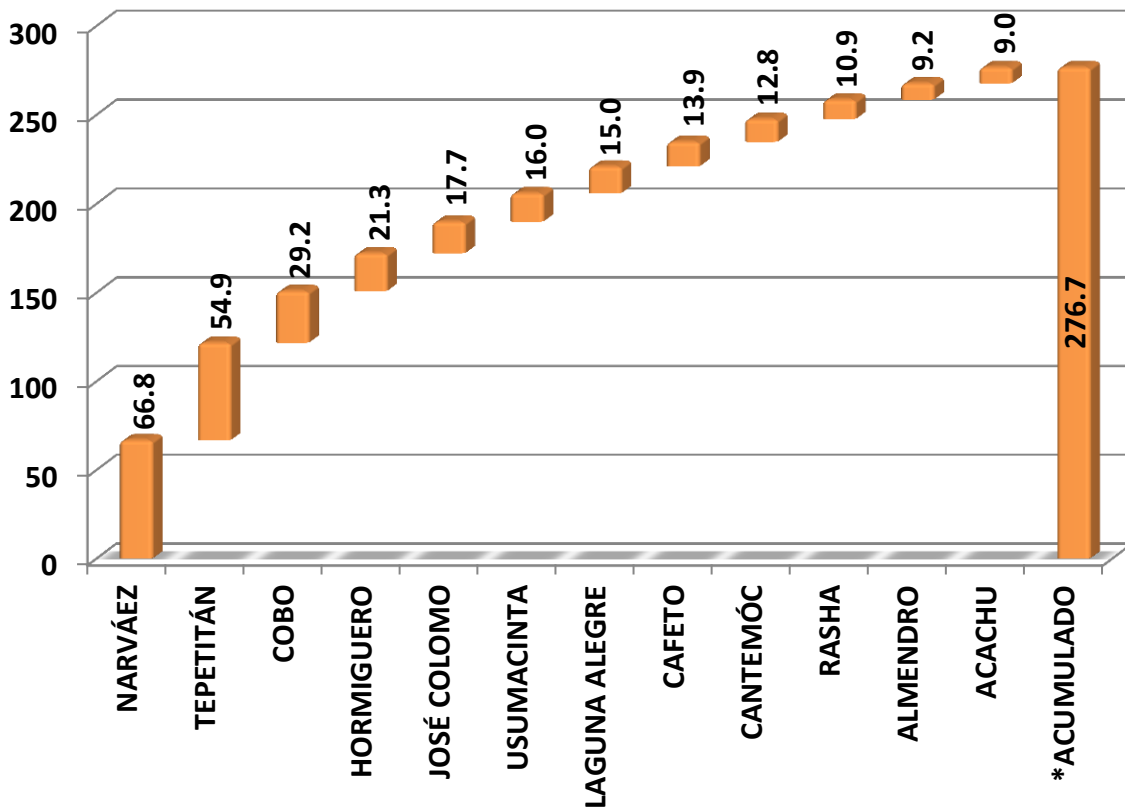
Por otro lado, a partir de la Tabla 7, se observa que los valores de las reservas son muy similares en cualquiera de sus categorías (1P, 2P y 3P), revelando que se trata de campos maduros. No se han incorporado reservas recientemente, por lo que los volúmenes remanentes no son considerables. Tal como lo señala Pemex, se requiere que se incorporen nuevos campos mediante la perforación de pozos exploratorios, pero también que se cuente con un plan de administración eficiente que logre un mayor factor de recuperación de los campos que ya se tienen identificados, maximizando así su rentabilidad.

Además, existen 7 campos (Lacantum, Macuspana, Morales, Nazareth, Pigua, Trompo y Zaragoza) que no reportan reserva remanente 2P, de los cuales 5 no reportan producción acumulada siendo que algunos de ellos (como Nazareth) reportan volúmenes originales mayores a algunos de los campos que sí están produciendo. Es fundamental que Pemex explique las razones de lo anterior y las actividades que se tienen programadas para estos campos.

Integración reservas 2P aceite y gas proyecto Cuenca de Macuspana

Las Figuras 13 y 14 presentan los valores de reservas 2P de gas y aceite, 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 Cuenca de Macuspana.

Figura 13. Integración de los principales campos del proyecto Cuenca de Macuspana, Reservas 2P de gas (mmmpc).

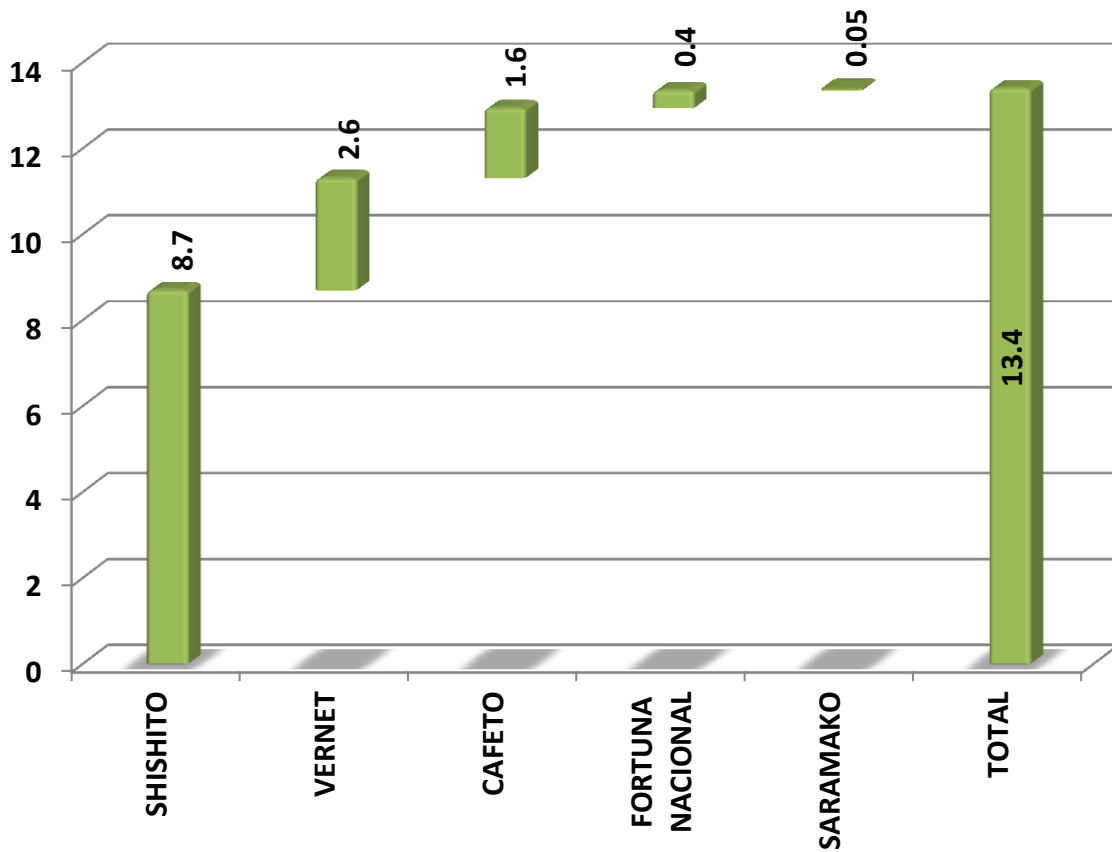


*Acumulada de los campos presentados

Fuente: CNH con datos de PEP

En la figura anterior se pueden observar las reservas remanes 2P de gas asociadas a los principales campos que integran el proyecto, que contienen más del 80% de las reservas del proyecto Cuenca de Macuspana.

Figura 14. Integración de los principales campos del proyecto Cuenca de Macuspana, Reservas 2P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP.

En la figura anterior se puede observar que los campos Shishito, Vernet y Cafeto ocupan más del 90% de las reservas 2P totales de aceite del proyecto Cuenca de Macuspana.

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

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.

Debido a la aplicación de métodos de recuperación secundaria y en el futuro la posible aplicación de métodos de recuperación mejorada, es 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.

Para la estrategia de explotación de los próximos años, sólo se consideró pozos direccionales de largo desplazamiento y horizontales en el campo Shishito. Cabe señalar que este campo ya cuenta con un pozo multilateral produciendo por dos ramas horizontales en las arenas Z-5 y Z-7, siendo la primera la más prolífica. Se alienta a PEMEX continuar con el análisis de la perforación de pozos no convencionales en los campos del proyecto, llevando un control estricto de los costos y la producción de agua.

Con el fin de apoyar a la estrategia de explotación del proyecto, se debe documentar un análisis que integre las mejores tecnológicas para mejorar la productividad de los pozos existentes. Este análisis debe considerar aspectos de limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial y mejor control de agua producida.

El documento de PEMEX señala que se implantarán sistemas artificiales y de compresión en todos los campos del proyecto; sin embargo al detallar las estrategias sólo se implantarán en algunos de los campos. Se debe se realizar un análisis exhaustivo de las tecnologías que apliquen en los campos que contengan reservas significativas, tales como los campos Tepetitán y Cobo.

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 Cuenca de Macuspana está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite volátil, gas seco, gas húmedo y gas y condensado de 36 campos, siendo Cafeto, Cobo, Laguna Alegre, Narvárez, Shishito, Tepetitán, Vernet y Viche los campos principales. Estos campos contienen 12.9 mmb de aceite y 192.3 mmmpc de gas, representando el 96.3% y 57.2% de las reservas remanentes 2P al 1 de enero de 2012 de aceite y gas, respectivamente.

La Figura 15 presenta el comportamiento histórico de producción, en donde se pueden visualizar 4 etapas. La explotación inició en 1958 con el campo José Colomo.

Figura 15. Histórico de producción de gas y aceite del proyecto Cuenca de Macuspana.



Fuente: PEP

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) 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 12 presenta los valores del factor de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013-2034.

Tabla 12. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Cuenca de Macuspana	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2034)	Fr Actual	Fr (2013-2034)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	175.9	35.5	10.3	20.2%	5.9%	26.0%
Gas (mmmpc)	7,654.2	5,783.0	301.0	75.6%	3.9%	79.5%

*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

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

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

Debido a que la diferencia entre las reservas de gas 2P y 3P es de tan sólo 64.25 mil millones de pies cúbicos de gas, las cuales están contenidas en los campos Cantemoc, Cobo, Tepetitán, Mangar, Rasha, Sarlat, Trompo y Zaragoza, los factores de recuperación son similares para ambos tipos de reservas, y también son similares a los cálculos de la CNH.

En general, los factores de recuperación que se obtienen de los yacimientos de gas son más elevados que los correspondientes a los yacimientos de aceite. Una de las razones principales es la movilidad que tiene el gas dentro del yacimiento, la cual es normalmente más alta que la del aceite y agua contenidos en él, por lo que de manera natural tiende a desplazarse más fácilmente en los poros de la formación y por lo tanto, hacia los pozos productores. La ingeniería de yacimientos ha reconocido que los empujes predominantes en los yacimientos de

gas son empuje volumétrico o por expansión del gas y empuje hidráulico, debido a un acuífero asociado al yacimiento.²

Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto, mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionada para el proyecto; así como estadísticas de campos análogos a nivel mundial, respecto a las características de los campos. Ya existen en la literatura diversos análisis sobre la influencia de los mecanismos de recuperación primarios en la presión del yacimiento y en el factor de recuperación; dichos análisis asignan rangos de factores de recuperación de acuerdo al mecanismo de empuje. Como regla general, los yacimientos de gas tienen factores de recuperación relativamente altos, por lo que es de extrañar que algunos de los campos tengan factores de recuperación pequeños (Lacantum), siendo para algunos campos inclusive igual a cero (como Trompo o Zaragoza). Es primordial que Pemex explique la razón de lo anterior debido a la importancia de este proyecto gasífero para la nación.

Cuando se aplican procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, lo que se busca es incrementar el factor de recuperación obtenido por comportamiento primario (cualquiera que haya sido el mecanismo de empuje). Se tiene programado la inyección de agua en el campo Shishito, lo que seguramente incrementará el factor de recuperación del campo. De igual manera, los sistemas de compresión modulares y la compresión a boca de pozo han permitido alcanzar factores de recuperación en los yacimientos de gas mayores a 90%, como lo señala PEMEX.

Por lo anterior, la Comisión considera necesario que se entregue un análisis de los factores de recuperación óptimos asociados al proceso de recuperación secundaria que se podrían tener en el proyecto, en función de sus características, considerando aspectos tecnológicos, petrofísicos, geológicos, de administración del proyecto, estudios, entre otros.

² Comisión Nacional de Hidrocarburos. Factores de recuperación de aceite y gas en México, Documento Técnico 1 (DT-1), 2010.

La Comisión considera que los factores de recuperación del proyecto Cuenca de Macuspana 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 a continuación se emiten recomendaciones que se consideran necesarias tomar en cuenta para mejorar el desempeño del proyecto en aspectos estratégicos, geológicos, geofísicos, de ingeniería, económicos, ambientales y de seguridad industrial.

i. Aspectos Estratégicos

Análisis de alternativas.

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

- a) Debido a que la mayoría de los campos del proyecto son maduros, la estrategia de explotación debe estar enfocada a una administración eficiente de los mismos para incrementar el factor de recuperación.
- b) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que Pemex debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas debido a que parecen ser estudios de

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

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

- c) 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.
- d) En el proyecto se refieren a métodos de recuperación primaria en la mayoría de los campos, lo cual es comprensible debido a que el proyecto es principalmente gasífero. Sin embargo, la Comisión considera que es elemental evaluar el potencial de la aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en los campos que aporten la mayor producción y/o contengan la mayor parte de la reserva de aceite del proyecto.
- e) PEMEX tiene contemplado inyectar agua residual en el campo Shishito. Se debe realizar un análisis detallado de los requerimientos de agua para cubrir las actividades durante el horizonte de planeación, y evitar así una interrupción en las actividades de producción.
- f) 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.

Formulación del proyecto.

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite o gas, 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) En algunos campos del proyecto se señala que se realizarán actividades para acelerar la recuperación de sus reservas. Si bien esto genera ingresos de manera rápida, se debe vigilar la administración del yacimiento para explotarlo al ritmo de producción óptimo, evitando así que se sobre-explote.

- 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) No existe una clara relación entre la profundidad y los tiempos de perforación, especialmente para el campo Cafeto, el cual es el más profundo, pero también uno de los menos costosos (posiblemente se esté utilizando un equipo de perforación más económico). Con el objetivo de dar transparencia al proceso de perforación, es necesario que se presente la relación entre tecnología, características de las formaciones, profundidad de los pozos y costos.

- e) Se recomienda optimizar los programas del movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, para asegurar la disponibilidad de equipos, reducir los costos y tiempos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.

- f) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, 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.

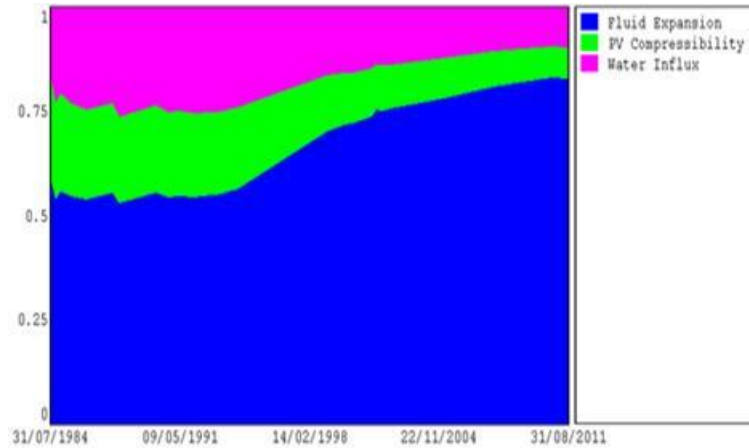
- a) Se deben realizar estudios de saturación de aceite residual a fin de identificar zonas factibles a ser explotadas, ya sea por recuperación primaria (bloques aislados que no hayan sido identificados), secundaria o mejorada para incrementar el factor de recuperación.
- b) Es indispensable que PEP 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.
- c) Considerando que la información petrofísica es de vital importancia para la caracterización de los yacimientos, elaboración de los modelos estáticos y dinámicos, esta Comisión considera que se debe documentar, para los principales yacimientos de este proyecto, todas propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, índice de mojabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, entre otras) a nivel de yacimiento.

- d) La sísmica 4D es una aplicación que se debe evaluar para para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas; ésto ha sido desarrollado de manera exitosa en campos como Ekofisk en el Mar del Norte.

Ingeniería de Yacimientos.

- a) En documentación recibida por la CNH, se presentan diversos datos relacionados con ingeniería de yacimientos, incluyendo el perfil del histórico de producción de los campos del proyecto y un análisis de los mecanismos de empuje en algunas arenas del área Samaria; 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.
- b) No se presentan estudios de mecanismos de empuje y sólo se menciona que los yacimientos de gas muestran un comportamiento volumétrico y que el yacimiento de aceite cuenta con un acuífero activo. Se deberá de realizar un estudio detallado donde se determine los mecanismos de producción que intervienen en la vida productiva de los yacimientos y su porcentaje de contribución en los campos principales del proyecto.

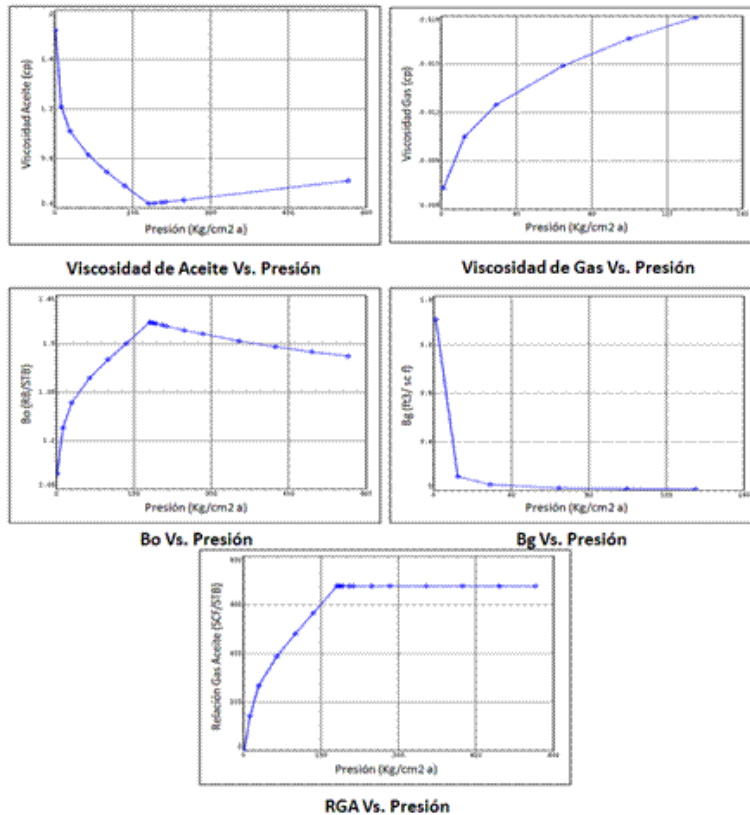
Figura 16. Ejemplo de análisis de mecanismos de empuje en un yacimiento



Fuente: PEP

- c) La Comisión recomienda que PEMEX cuente con un programa de toma de información de fluidos y sus respectivos análisis, con los cuales se determine el comportamiento PVT representativo, así como también se cuente con análisis cromatográficos de las formaciones productoras principales del proyecto.

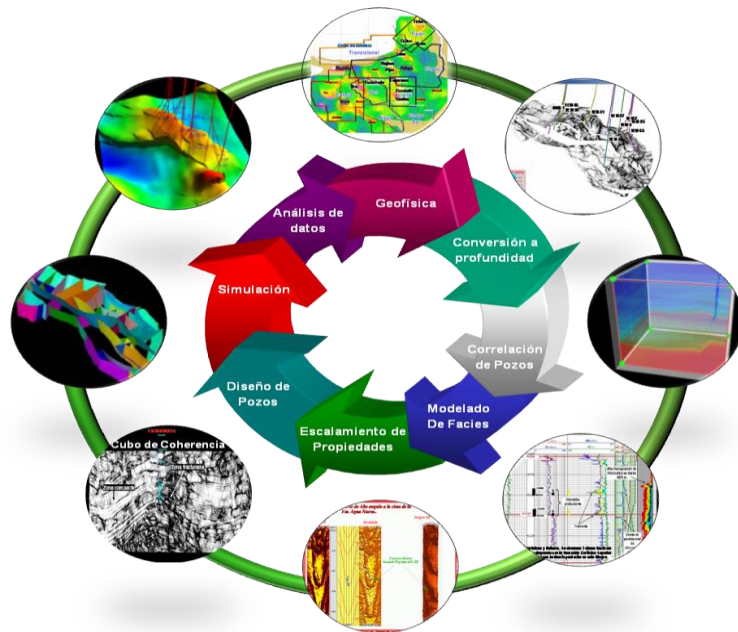
Figura 17. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.



Fuente: PEP

- d) 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 18. Flujo de trabajo para la construcción del modelado geológico.



Fuente: PEP.

Pemex señala que para el campo Laguna Alegre, el cual inicia explotación, se deben identificar “pozos claves” para toma de información, pruebas presión-producción y muestras representativas de fluidos. Esta identificación de “pozos clave” debe ser extensiva para el resto de los campos principales del proyecto.

- e) El documento entregado a la Comisión no presenta información relacionada con las pruebas de presión. El análisis de este tipo pruebas son importantes para la elaboración de modelos dinámicos basados en la caracterización de yacimientos. Además, es elemental considerarlo para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria, método que se va a implementar en uno de los campos. Debido a lo anterior, la CNH recomienda que Pemex documente un análisis que integre toda la

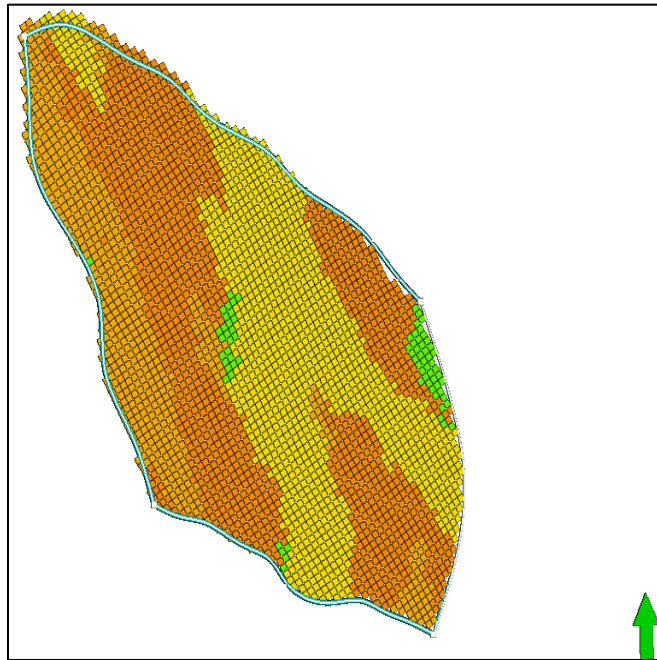
información de las pruebas de presión realizadas en los campos y que muestre cómo éstas ayudan a reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos para definir una estrategia apropiada para administrar la declinación de los campos del proyecto.

Asimismo, PEMEX deberá presentar el análisis integral de las pruebas de presión-producción realizadas, indicando cómo se podrían generalizar los resultados a los diferentes yacimientos del proyecto.

- f) PEMEX utiliza hojas Excel, con la distribución probabilística del factor de declinación, para realizar los cálculos perfiles de producción en campos con nivel de madurez o declinación en su producción (baja presión) y donde las reservas remanentes no son significativas. PEP debe presentar las características y propiedades principales empleadas en la aplicación del método de curvas de declinación.

Por otro lado, se observa como buena práctica de ingeniería de yacimientos que se cuente con estudios de balance de materia para los campos Narvárez, Cobo, Tepetitán y Viche (gas), y de simulación numérica para el campo Shishito (gas), ya que estos campos representan el 91% de la producción de aceite y el 68% de la producción de gas. Pemex deberá presentar los programas de toma de información que permitirán mantener actualizados dichos modelos. La Figura 19 presenta la malla del modelo de simulación del campo de aceite.

Figura 19. Malla de simulación del modelo de simulación numérica.



Fuente: PEP

Intervenciones a Pozos.

- 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.

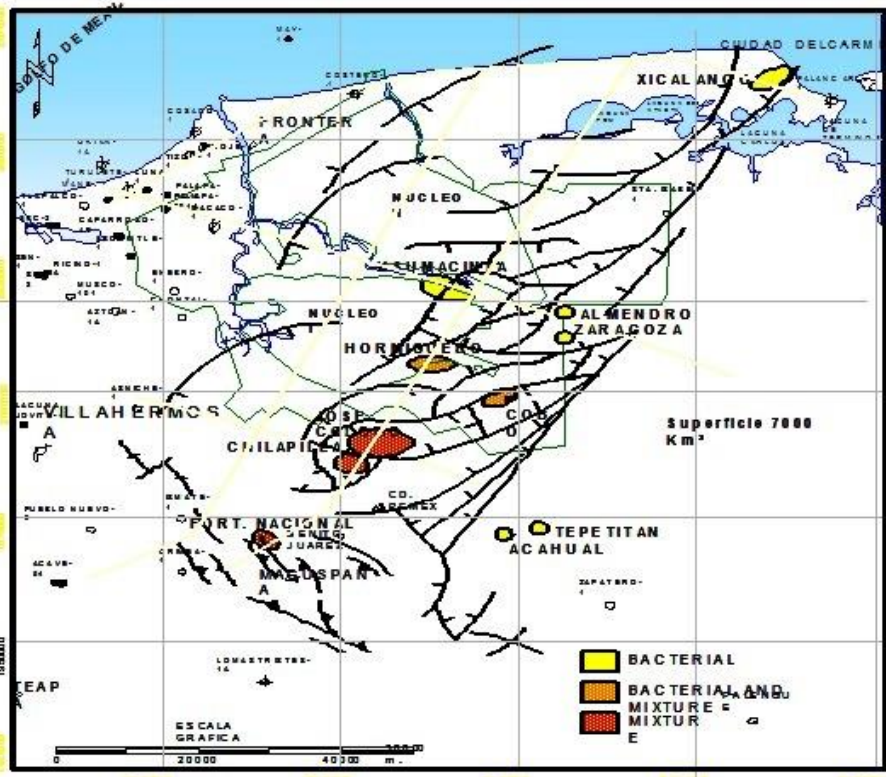
Productividad de Pozos.

- a) 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.

- b) Pemex debe realizar un análisis exhaustivo sobre la optimización de aparejos y/o sobre su rediseño debido a que los ritmos de explotación de los campos ha cambiado en el tiempo.

- c) Debido a que los sistemas de compresión han permitido alcanzar factores de recuperación por encima del 90%, se recomienda que se realice un análisis exhaustivo sobre otros campos que puedan ser candidatos a la implementación de este tipo de sistemas. El país sufre de una gran necesidad de abastecimiento de gas, y una administración eficiente del proyecto Cuenca de Macuspana puede ser una línea de acción encaminada a resolver este problema.

Figura 20. Tipo de gases en el proyecto Cuenca de Macuspana.



Fuente: PEP

- d) Pemex señala algunos de los problemas que se presentan en el rubro de productividad de pozos, tales como: colgamiento de líquidos en aparejo de producción, producción de sedimentos, aumento de saturación de líquido retrógrado en yacimientos de gas húmedo, entre otros. Si bien Pemex presenta algunas tecnologías que ayudarán a resolver estos problemas, no se presentan detalles de las mismas. Por lo anterior, para que la Comisión esté en posibilidad de apoyar el plan de explotación, Pemex deberá de detallar los planes de acción que se tienen contemplados para resolver la problemática presentada en este rubro.
- e) Pemex señala que no se cuenta con infraestructura suficiente para el manejo de la producción del agua congénita que se tiene en algunos de los campos. Asimismo, se señala que ya se encuentra en proceso de resolver este problema. Pemex deberá garantizar que se cuente con este tipo de instalaciones en el menor tiempo posible para cumplir con los estándares de calidad, así como también con los requerimientos

ambientales, principalmente porque los deshidratadores son equipos que tardan más tiempo en ser adquiridos en comparación con otros equipos.

Instalaciones Superficiales.

Pemex señala que al estar el proyecto en su fase final de explotación, no se necesitan grandes requerimientos de instalaciones, por lo que ya se cuenta con un plan para la adecuación de las instalaciones, consistiendo básicamente en la optimización y simplificación de las mismas. La Comisión apoya que se continúe con este esfuerzo y que se realice un análisis exhaustivo de otras instalaciones donde también se pueda realizar una optimización y simplificación para evitar los costos adicionales que se pudieran tener por mantenimiento.

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 considere 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.

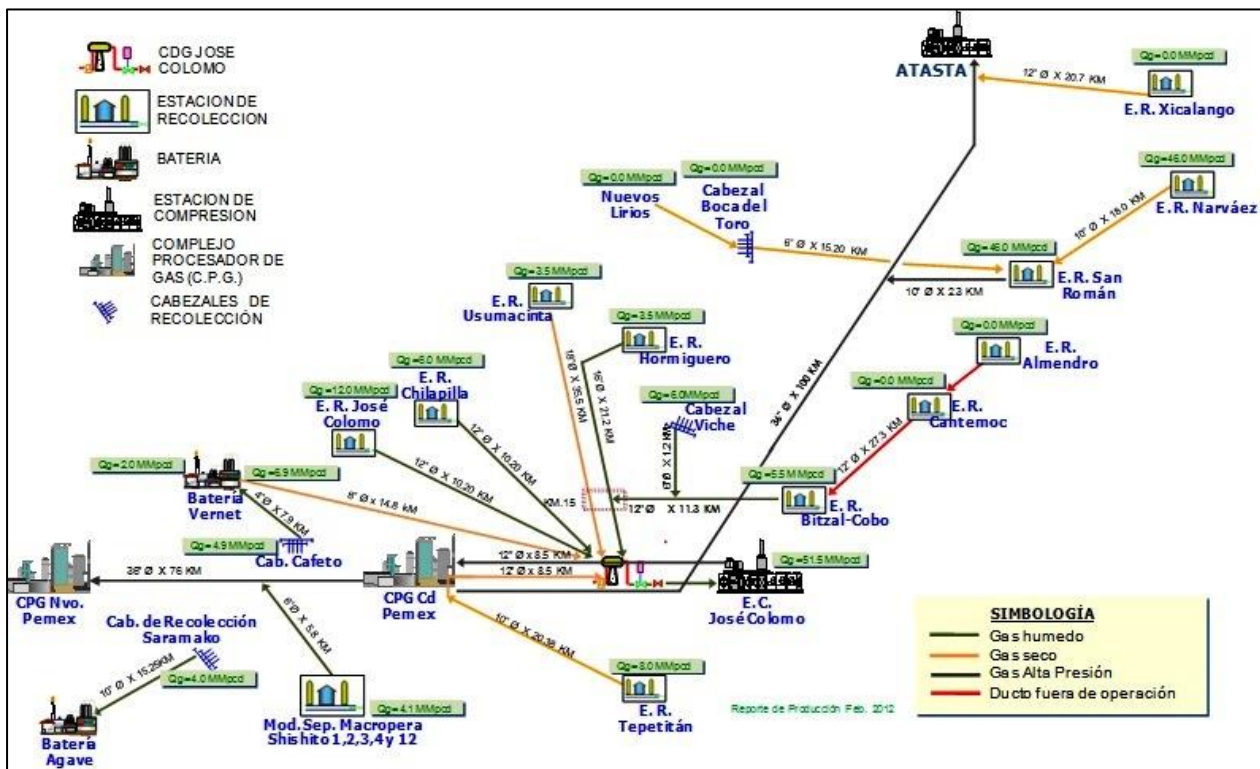
Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que con los trabajos a desarrollar en el proyecto, será suficiente para el manejo de su producción. Además, se están construyendo las instalaciones necesarias para el manejo de producción de aceite adicional (como la Batería Shishito), así como las adecuaciones

pertinentes para adaptarse a las condiciones propias de campos maduros (menor producción principalmente). La Figura 21 presenta la infraestructura de transporte para el manejo de la producción de gas del proyecto Cuenca Macuspana.

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

Figura 21. Infraestructura de transporte para el manejo de la producción de gas del Proyecto Cuenca de Macuspana.



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.*

- c) PEMEX comenta que el proyecto cuenta con tres subredes para el manejo del gas. Se recomienda que Pemex disponga con modelos de simulación de pozos en todos los campos que tengan una importante aportación de producción de gas.

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.

Asimismo, se debe realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mensurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales

como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames. El conocimiento de estos fenómenos será importante en la determinación del volumen total de producción.

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.

También se debe seguir y evaluar constantemente el funcionamiento de las instalaciones, operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento. Estos elementos permitirán evaluar y cuantificar la eficiencia operativa del proyecto.

Se debe estimar la incertidumbre y dar seguimiento de la tecnología de medición utilizada en los siguientes puntos:

- Transporte de hidrocarburos (gas) en el complejo procesador de gas Ciudad Pemex.
- Batería Vernet (aceite).
- Estación de recolección San Román (gas).
- Cabezal Shishito (gas).
- Cabezal Saramako (gas y condensado).

Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Este proyecto considera actividades de recuperación secundaria en el campo Shishito, siendo la inyección de agua residual de formación el método seleccionado. Por otro lado, ya se está inyectando agua en los campos Vernet, José Colomo y San Román. Con el fin de incrementar la reserva del proyecto, es fundamental que Pemex evalúe exhaustivamente el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria

y/o mejorada en todas formaciones productoras principales de aceite del proyecto. Además para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, Pemex debe incluir un programa en el cual se especifiquen las actividades principales a realizar en cada campo del proyecto.

Asimismo, se recomienda que se presenten los resultados obtenidos en los campos donde ya se tiene implementado el método de recuperación secundaria para poder crear una base de datos robusta que indique las lecciones aprendidas, y que puedan ser consideradas en futuras implementaciones en campos análogos.

- b) 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.
- c) 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 2, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Cuenca de Macuspana 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 96.2³ dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 4.9 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- 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.

³ El documento del proyecto entregado a esta Comisión presenta un precio para el aceite de 96.3 usd/barril y de 4.9 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. Para este proyecto, los precios son casi idénticos.

En la Tabla 13 se muestran los resultados económicos.

Tabla 13. Indicadores económicos.

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN (mmpesos)	14,688	97
VPI (mmpesos)	4,903	4,903
VPN/VPI (peso/peso)	3.00	0.02

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos; situación que fue verificada por esta Comisión.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados las alternativas que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y la mejor relación VPN/VPI.
- c) Después de impuestos, el proyecto Cuenca de Macuspana dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- La producción de hidrocarburos se contrae en 1%.
 - Los costos aumentan 1%.
 - El precio del aceite cae en 3%.

Debido al grado de madurez del proyecto, su rentabilidad después de impuestos es muy limitada, por lo que es necesario un seguimiento cercano a la estructura de costos y a la producción del proyecto.

iv. Aspectos Ambientales

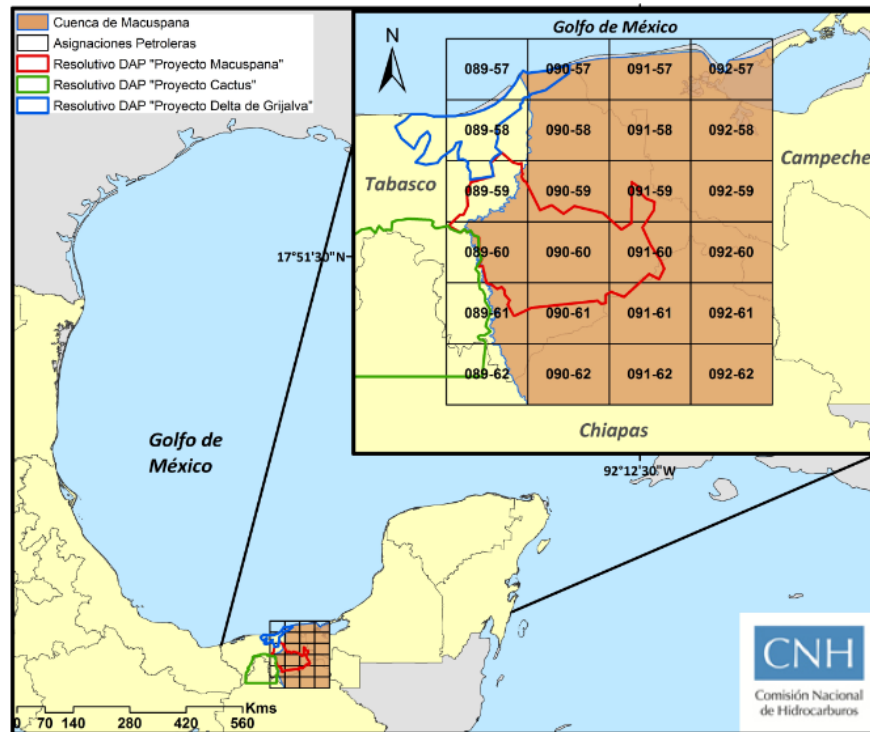
De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el siguiente resolutivo:

- “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana” y su respectiva modificación.

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.DG.2202.07 de fecha 24 de septiembre 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 Macuspana” con una vigencia de 20 años. Se presentó la modificación del mismo S.G.P.A./DGIRA/DG/0141/09, con fecha 15 de enero de 2009, para llevar a cabo 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 22. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.



Fuente: CNH con datos de PEP

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 22, el proyecto de explotación Cuenca de Macuspana cuenta parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), mediante el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07, correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, y la modificación del mismo, mediante oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0141/09.

Por otro lado, existen áreas del proyecto que no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

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

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

- b) El oficio resolutivo que PEP manifiesta, contiene las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, sin embargo no detalla con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana, 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) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.

- e) Esta Comisión sugiere que se incluya en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas de las poligonales ambientales correspondientes al resolutivo mencionado, para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) PEMEX debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Cuenca de Macuspana no han sido excedidas.
- g) 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.
- h) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales; sin embargo, es importante señalar que 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. Lo anterior, resulta más importante debido al hecho de que el proyecto se encuentra en dos áreas restringidas a la perforación por alto impacto ambiental, las cuales son la Reserva de la Biosfera de los Pantanos de Centla y la Laguna de Términos.
- i) 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 Cuenca de Macuspana 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

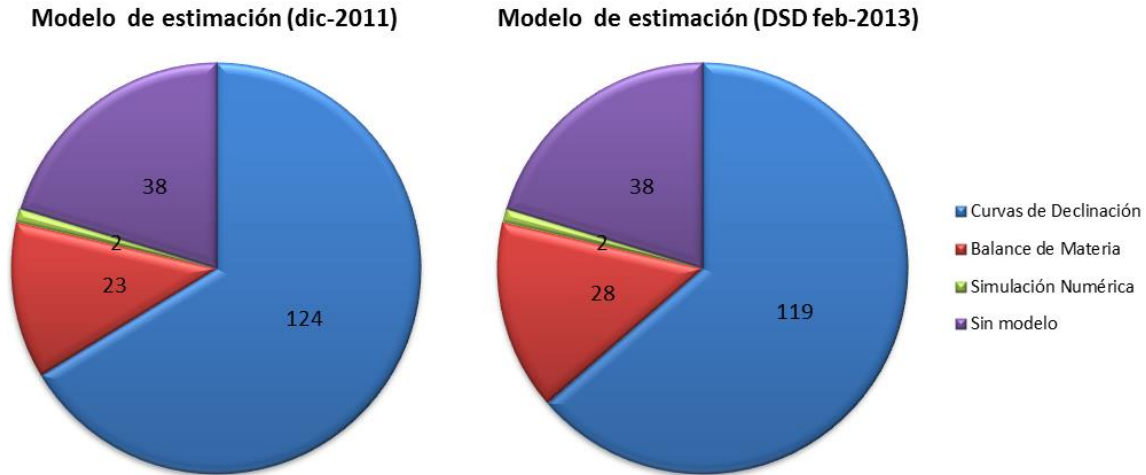
- **Estado de los modelos de estimación de producción de los yacimientos**

El proyecto de explotación Cuenca de Macuspana administra 187 yacimientos dentro de 36 campos. De estos yacimientos, 27 son de aceite negro; 3, de aceite volátil; 51, de gas húmedo; 85, de gas seco; y 21, de gas y condensado. En base a la información recibida con el oficio SPE-743/2011 de fecha 22 de diciembre de 2011 y a la información del proyecto recibido por la Comisión, esta última analizó el estado del modelo de estimación de producción de dichos yacimientos.

A diciembre de 2011, 124 yacimientos tenían sus volúmenes sustentados con modelos de curvas de declinación; 23, con modelos de balance de materia; 2, con modelos de simulación numérica; mientras que los 38 restantes no contaban con modelo de estimación. Por otro lado, a partir de la información del proyecto enviada en febrero 2013 se determinó que 5 yacimientos de gas seco con curvas de declinación habían cambiado su modelo a balance de materia.

La Figura 23 presenta la comparación de los modelos de estimación de producción de ambas fuentes de información, mientras que la Tabla 14 muestra la comparación para los principales yacimientos del proyecto.

Figura 23. Comparación de los modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto Cuenca de Macuspana.



Fuente: CNH con datos de PEP

Tabla 14. Modelos de estimación de producción utilizados para los principales yacimientos.

Campo	Yacimiento	Tipo fluido producido	Modelo de estimación dic 2011	Modelo de estimación feb 2013
Shishito	Arena Z 4-8	Aceite Volátil	Simulación numérica	Simulación numérica
Narvárez	Arena 43	Gas seco	Curvas de declinación	Balance de materia
Tepetitán	Caliza M-3 B IV	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Rasha	Plioceno Inf. B-II	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Cafeto	AS-4 B II	Gas y condensado	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Laguna Alegre	Arena	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Narvárez	Arena 45	Gas seco	Curvas de declinación	Balance de materia
Hormiguero	Arena 12-1 BI	Gas húmedo	Curvas de declinación	Curvas de declinación
José Colomo	Arena DS	Gas húmedo	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Tepetitán	Caliza 16 B-III	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Cobo	Arena 20 B-II	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Narvárez	Arena 30	Gas seco	Curvas de declinación	Balance de materia
Cobo	Arena 20	Gas seco	Curvas de declinación	Balance de materia
José Colomo	Arena DI	Gas húmedo	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Trompo	Arenas	Gas seco	Curvas de declinación	Curvas de declinación
Tepetitán	Caliza-16	Gas seco	Curvas de declinación	Balance de materia

Fuente: CNH con datos de PEP

Asimismo, la Comisión analizó el estado de la información técnica, recibida en diciembre de 2011, de cada uno de los yacimientos.

Narváz Arena 30 B-III y Shishito Arena Z 4-B son los dos yacimientos con modelos de simulación numérica. El primero es un yacimiento de gas seco con información adecuada para su modelo de simulación numérica.

Por su parte, Shishito Arena Z 4-B es un yacimiento de aceite volátil con los mayores volúmenes de reserva remanente 2P de aceite del proyecto. Este yacimiento cuenta con un modelo estático e historiales de producción completos; sin embargo, no reportaba ninguna información relacionada al comportamiento de las propiedades de los fluidos. Por lo anterior, PEP debe indicar qué información se utilizó en el modelo de simulación numérica que tiene para sustentar sus volúmenes.

Por otro lado, se tienen 19 yacimientos de gas húmedo con modelos de balance de materia, la mayoría pertenecientes a los campos Hormiguero (bloques de las arenas 9, 10 y 12), Fortuna Nacional Arena 10 y 13 y Viche Plioceno Inf. A1. También se tienen 7 yacimientos de gas seco con el mismo tipo modelo: Bitzal Arena, Cobo Arena 20 y 22, Narváz Arena 30, 43 y 45 y Tepetitán Caliza 16. Los últimos cinco son los que recientemente evolucionaron su modelo a balance de materia. Finalmente, los 2 yacimientos de gas y condensado con modelos de balance de materia son Fortuna Nacional Arena 30 y Saramako Plioceno M. Es importante mencionar que los yacimientos de Viche, Saramako y Hormiguero, yacimientos con modelos de balance materia, también reportan estimaciones de producción utilizando curvas de declinación.

De los yacimientos con balance de materia, todos contaban con la información adecuada para el uso de este tipo de modelos, a excepción del yacimiento Hormiguero Arena 10 BIV (productor de gas húmedo), el cual no reportaba comportamiento de ninguna propiedad del gas. Dada esta razón, se debe de explicar qué información relacionada al comportamiento de propiedades de los fluidos se usó en su modelo. Asimismo, es importante mencionar que 5 de los yacimientos

de gas seco fueron los que evolucionaron su modelo de estimación desde curvas de declinación a balance de materia.

Se reportaron 21 yacimientos de aceite negro con modelos de curvas de declinación, 18 de ellos son Arenas del campo Vernet; 2 Arenas, de José Colomo; y 1 Arena, del campo Sariat. De dichos yacimientos, Sariat Arena-AN, Vernet Arena Z 9 B-4, Vernet Arena Z 15 B-1 y Vernet Arena Z 5 B-3 no reportaban historiales de producción por pozo aun cuando ya tienen producción acumulada. PEP debe señalar qué información se utilizó para realizar estimaciones con curvas de declinación de estos yacimientos.

Los 2 yacimientos de aceite volátil con modelos de curvas de declinación cuentan con los historiales de producción necesarios para su modelo de estimación.

Se reportaron 25 yacimientos de gas húmedo con curvas de declinación. La mayoría son arenas de los campos Chilapilla, José Colomo y Hormiguero, pero también hay 2 arenas del campo Vernet; 1, del campo Sariat; y 1, del campo Morales. De este grupo, solamente los 2 yacimientos de Vernet (Arena Z 10 B-4 y Arenas GH) no reportaron historiales de producción por pozo a pesar de que tienen producción acumulada. Igualmente, PEP debe indicar qué información se utilizó para realizar estimaciones con curvas de declinación en dichos yacimientos.

Se tiene un total de 61 yacimientos de gas seco con modelos de curvas de declinación, pertenecientes a diferentes campos: Acachu, Acahual, Almendro Bitzal, Boca de Toro, Cantemoc, Chilapilla, Cobo Gúiro, Jimbal, José Colomo, Laguna Alegre, Mangar, Narvárez, Nuevos Lirios, Ojillal, Rasha, San Román, Shishito, Tepetitán, Trompo, Usumacinta, Vernet, Xicalango y Zaragoza. Todos estos yacimientos son areniscas, a excepción de algunos del campo Tepetitán, los cuales son calizas. Algunos de estos yacimientos ya cuentan con producción acumulada; sin embargo, no reportaron historiales de producción por pozo. PEP debe indicar qué información se utilizó para el modelo de curvas de declinación de los yacimientos sin historiales de producción.

Finalmente, hay 10 yacimientos de gas y condensado que tienen modelos de curvas de declinación, de los cuales 4 son arenas del campo Cafeto; 5, del campo Vernet; y 1, del campo Fortuna Nacional. Los yacimientos del campo Vernet no reportaron historiales de producción por pozo, por lo que PEP debe señalar qué información se utilizó para realizar la estimación de producción de estos yacimientos.

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

Los 187 yacimientos del proyecto poseen un total de 214.9 mmmpc de reserva remanente 1P de gas, 334.1 mmmpc de reserva 2P de gas y 362.9 mmmpc de reserva 3P de gas. De estas cifras, 188.4 mmmpc, 307.1 mmmpc y 335.9 mmmpc de reserva 1P, 2P y 3P de gas, respectivamente, están evaluados con curvas de declinación. La Tabla 15 presenta los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

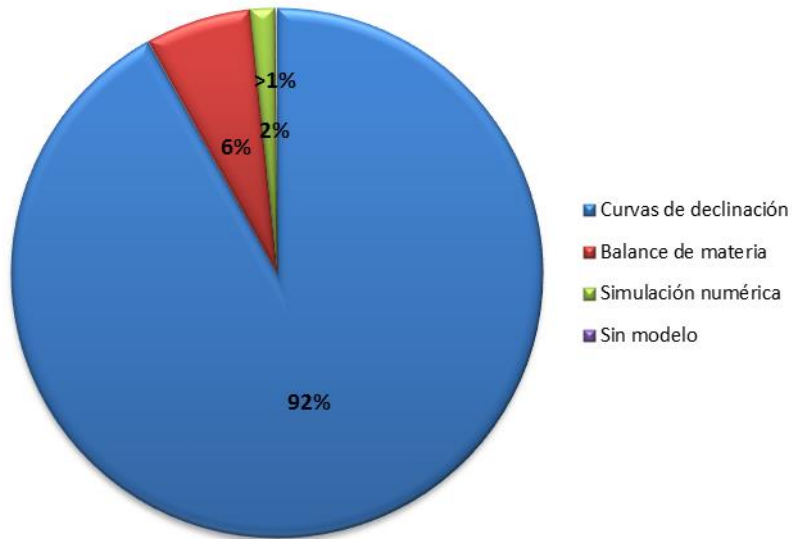
Tabla 15. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	188.4	307.1	335.9
Balance de materia	21.5	21.5	21.5
Simulación numérica	5.0	5.0	5.0
Sin modelo	0.0	0.5	0.5
Total	214.9	334.1	362.9

Fuente: CNH con datos de PEP

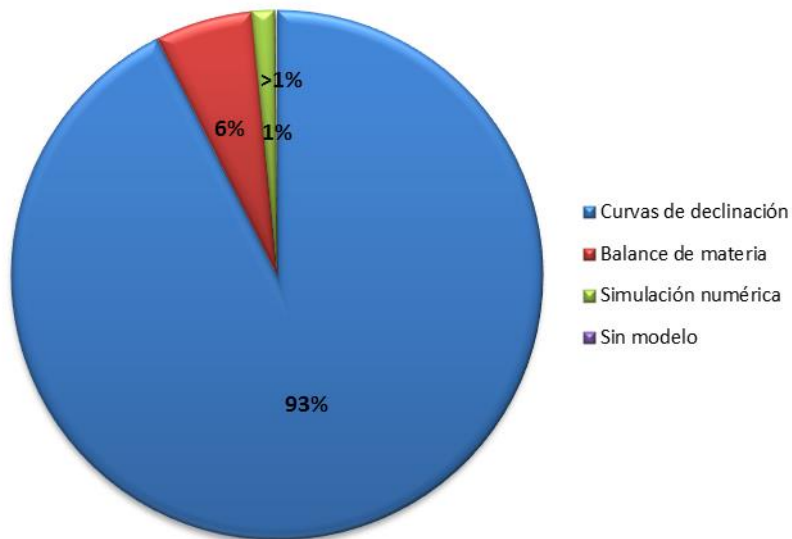
Las Figuras 24 y 25 muestra las reserva remanente 2P y 3P de gas natural, respectivamente. Se puede observar que los porcentajes de reservas atribuidos para cada tipo de modelo son similares.

Figura 24. Reserva remanente 2P de gas natural (mmmpc).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 25. Reserva remanente 3P de gas natural (mmmpc).



Fuente: CNH con datos de PEP

La mayoría de los volúmenes de reserva, tanto 2P como 3P, atribuidos a curvas de declinación pertenecen a yacimientos de gas. Por su parte, el volumen evaluado con balance de materia se encuentra principalmente en los yacimientos que evolucionaron de curvas de declinación.

Finalmente, el volumen atribuido al modelo de simulación numérica pertenece al yacimiento Shishito Arenas Z 4-8.

Los volúmenes atribuidos a los yacimientos sin modelo de estimación (38 en total) son menores al 1% del total del proyecto, los cuales son atribuidos únicamente al yacimiento Vernet Arena Z 9-3 B-1B. En otras palabras, la mayoría de los yacimientos sin modelo de estimación tienen atribuidos volúmenes de reservas casi nulos.

Para el caso del aceite, los yacimientos poseen 10.6 mmb de reserva remanente 1P, 13.1 mmb de reserva remanente 2P y 13.2 mmb de reserva remanente 3P. De estas cifras, 8.7 mmb de las reservas remanentes 1P, 2P y 3P de aceite están sustentados con un modelo de simulación numérica.

La Tabla 16 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

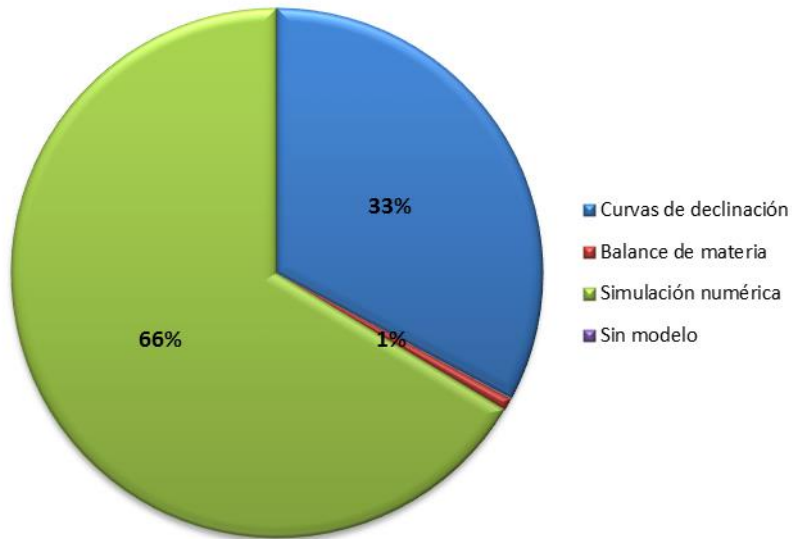
Tabla 16. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de Declinación	1.8	4.3	4.4
Balance de Materia	0.1	0.1	0.1
Simulación Numérica	8.7	8.7	8.7
Total	10.6	13.1	13.2

Fuente: CNH con datos de PEP

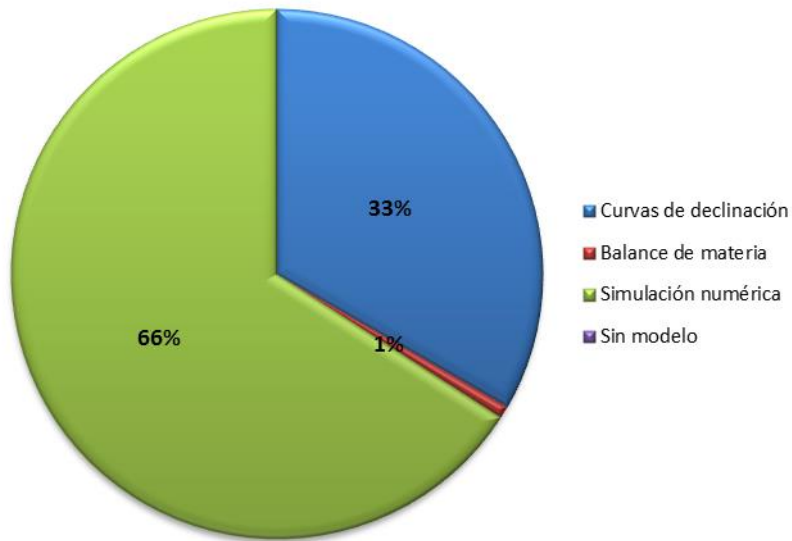
Las Figuras 26 y 27 muestran las reservas remanentes 2P y 3P de aceite, respectivamente. Se puede observar que los porcentajes de reservas atribuidos para cada tipo de modelo son similares.

Figura 26. Reserva remanente 2P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 27. Reserva remanente 3P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

Aproximadamente el 66% del total de reservas de aceite, tanto 2P como 3P, corresponden al yacimiento Shishito Arenas Z 4-8, el cual se encuentra evaluado con modelo de simulación

numérica. El resto del volumen de aceite del proyecto se atribuye a yacimientos menores, evaluado con balance de materia y con curvas de declinación.

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente, de los 187 yacimientos, 53.8 mmbpce son de reserva 1P, 78.9 mmbpce son de reserva 2P y 84.1 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, 38.7 mmbpce, 63.7 mmbpce, y 68.9 mmbpce de reservas remanentes 1P, 2P y 3P, respectivamente, están sustentados con curvas de declinación. La Tabla 17 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

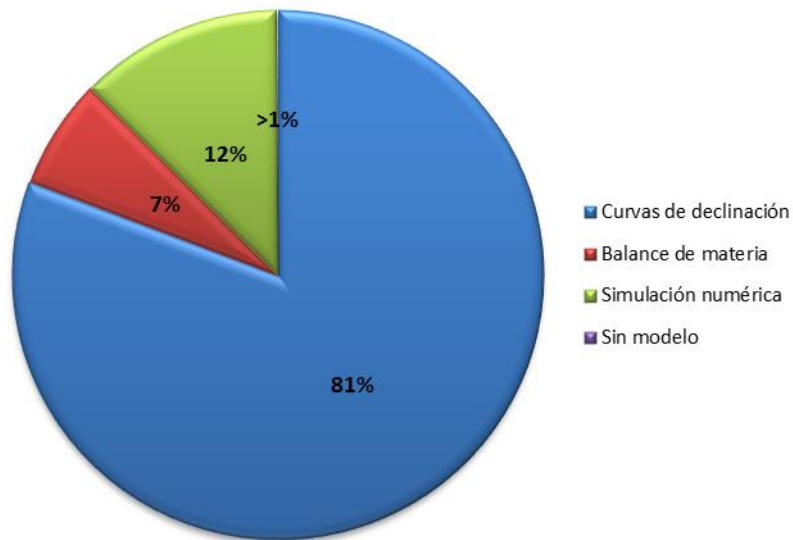
Tabla 17. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de Declinación	38.7	63.7	68.9
Balance de Materia	5.3	5.3	5.3
Simulación Numérica	9.8	9.8	9.8
Sin modelo	0.0	0.1	0.1
Total	53.8	78.9	84.1

Fuente: CNH con datos de PEP

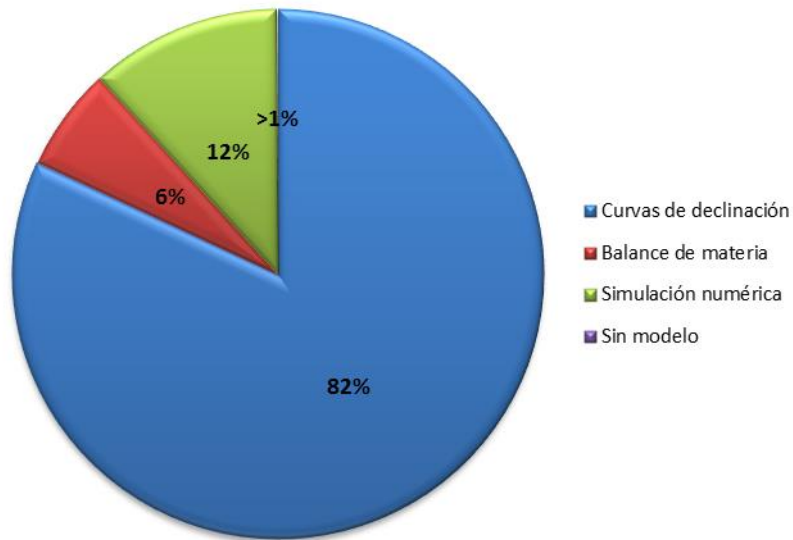
Las Figuras 28 y 29 muestran las reservas remanentes 2P y 3P de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Se puede observar que los porcentajes de reservas atribuidos para cada tipo de modelo son similares.

Figura 28. Reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente (mmbpce).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 29. Reserva remanente 3P de petróleo crudo equivalente (mmbpce).



Fuente: CNH con datos de PEP

La importancia del yacimiento Shishito Arenas Z 4-8 se refleja en las figuras 28 y 29, donde 9.8 mmb de la reserva total de petróleo crudo equivalente 2P y 3P corresponden únicamente a dicho yacimiento.

- **Evolución del modelo de estimación**

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

Del análisis de los yacimientos de gas húmedo con balance de materia se encontró que únicamente uno de ellos posee carencias de información respecto al comportamiento de sus propiedades (Hormiguero Arena 10 BIV), el resto posee información completa respecto a dicha información; referente al modelo estático, sólo Viche Plioceno Inferior-A1 posee su modelo estático completo, el resto de los 19 yacimientos posee un modelo estático incompleto.

De los 7 yacimientos de gas seco con balance de materia 5 de ellos poseen información para evolucionar a simulación numérica; por otro lado, Bitzal Arena tiene carencias en el modelo estático y en el comportamiento de algunas propiedades del gas y Narvéez Arena 45 no posee un modelo estático completo.

Los 2 yacimientos de gas y condensado con balance de materia poseen modelo estático completo, por lo que la única información faltante es respecto al comportamiento de varias propiedades de los fluidos.

De este grupo de 21 yacimientos de aceite negro con curvas de declinación únicamente 1 posee información del comportamiento de las propiedades de sus fluidos (faltándole Rs); mientras que referente al modelo estático, 13 de ellos posee su modelo completo, 5 tiene su modelo incompleto y 3 no posee información reportada de su modelo estático. Cabe mencionar que existen 5 yacimientos del campo Vernet que aún no entran en explotación (Arena B-2 B-5, Arena B-3, Arena B-2 B-4, Arena B2- B-3 y Arena B-1 B-3) por lo que es muy importante evolucionar sus modelos a un balance de materia, dichos yacimientos carecen totalmente del conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas.

Por otro lado, de los 2 yacimientos de aceite volátil ninguno posee información referente al comportamiento de las propiedades de los fluidos; por otro lado, tienen su modelo estático

completo. Uno de estos yacimientos se encuentra sin explotación y el otro con una explotación mínima, por lo que evolucionar su modelo de estimación de producción a balance de materia es importante para su futuro desarrollo y puede llegar a utilizarse como correlación para otros yacimientos con el fin de ayudar y apoyar el análisis por curvas de declinación.

Los yacimientos de gas húmedo con curvas de declinación poseen la información respecto a los historiales de producción, excepto por 3 yacimientos que aún no inician su explotación. La mayoría de los yacimientos no posee información sobre el comportamiento de las propiedades de los fluidos, siendo Hormiguero Arena 4 BIII y Hormiguero Arena 3 los únicos que poseen dicha información completa; por otro lado, 12 de ellos poseen sus modelos estáticos completos: 6 yacimientos de arena del campo Chilapilla, 4 de José Colomo, 1 de Hormiguero y 1 más de Vernet. Es importante mencionar que el yacimiento Hormiguero Arena 12-1 BI aún no inicia su explotación y es el que posee modelo estático completo; por otro lado, los otros 2 yacimientos sin explotación son Morales Arenas y Sariat Arenas GH, ambos sin información tanto en propiedades de los fluidos como modelo estático.

Los resultados de los yacimientos de gas seco con curvas de declinación fueron variados: 34 poseen el conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas (9 de ellos aún no entran en explotación), 2 poseen ciertas carencias en el comportamiento de las propiedades y 30 yacimientos no poseen información alguna sobre el comportamiento de las propiedades del gas (14 de los cuales aún no inician su etapa de explotación). Del grupo de 34 yacimientos, que tienen conocimiento del comportamiento de sus fluidos, 17 de ellos poseen un modelo estático completo, mientras que los otros 17 poseen el modelo incompleto. Los 2 yacimientos sin conocimiento de algunas propiedades del gas poseen su modelo estático completo. De los 30 yacimientos sin conocimiento del comportamiento de las propiedades del gas, 12 poseen su modelo estático completo mientras que el resto, 18 yacimientos, posee un modelo estático incompleto.

Ningún yacimiento de gas y condensado con curvas de declinación posee información completa respecto al comportamiento de las propiedades del gas ni del condensado. Respecto al modelo

estático 6 de ellos poseen su modelo estático completo (los 4 yacimientos de Cafeto, Vernet Arena 51 y Arena 58).

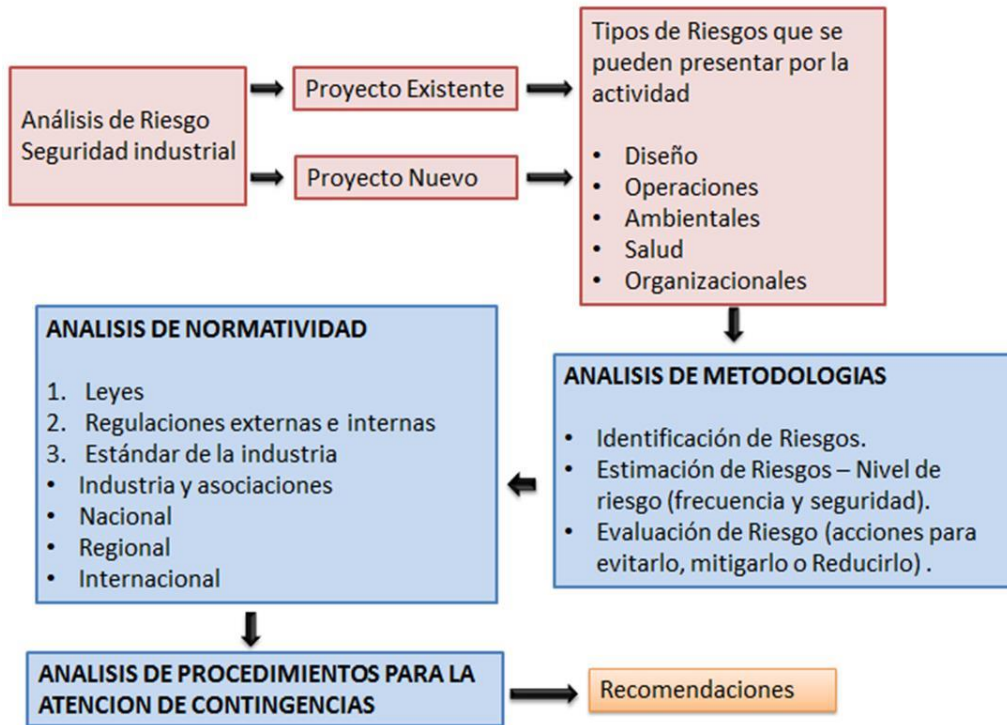
Para todos los yacimientos sin modelo de estimación la Comisión sugiere una evaluación de los pronósticos de producción tanto por curvas de declinación como por balance de materia, dado que se encuentra en inicios de su explotación; el análisis por ambos modelos es importante para reducir la incertidumbre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

g) Condiciones necesarias de seguridad industrial.

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones en materia de seguridad industrial, la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 30) en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Cuenca de Macuspana:

- 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 30. 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 31. Elementos a cuidar en la seguridad industrial.



Fuente: CNH

- La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice Pemex deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.
- Se recomienda que con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos se lleve a cabo una lista de detección de anomalías dando un seguimiento a la atención de las mismas revisando las métricas para su clasificación en función al área de trabajo y/o instalación las cuales deben ser atendidas conforme a su frecuencia y severidad.
- Se recomienda realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presentan los principales riesgos identificados del proyecto principalmente en las obras que no se habían realizado con anterioridad.
- Se recomienda una interrelación entre las nuevas instalaciones y personal que coadyuven a revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales al igual que el personal de Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEMEX deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Opinión de la MIP

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

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

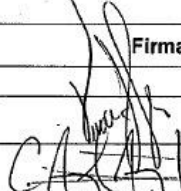
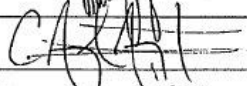
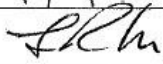
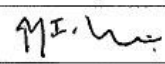


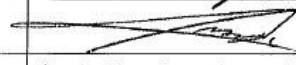

Proyectos de explotación: Cuenca de Macuspana, Cactus Sitio Grande y Ogarrio Sánchez Magallanes.

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 Ogarrio 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 Ogarrio Sánchez Magallanes.

	Nombre	Organismo	Firma
Copresidentes			
1.	José Luis López Espinosa	DCF	
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
Vocales			
3.	Luis Ramos Martínez (suplente) Gustavo Hernández García (titular)	PEP	
4.	Guillermo Ruiz Gutiérrez	PREF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
5.	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 Cuenca de Macuspana está compuesto por los campos principales: Cafeto, Cobo, Laguna Alegre, Narvárez, Shishito, Tepetitán, Vernet y Viche; y el resto de los campos que forman parte del Proyecto Cuenca de Macuspana para un total de 36 campos. Los yacimientos que conforman el proyecto son de aceite volátil, gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

Las formaciones productoras más importantes son Plioceno Inferior, Mioceno Superior, Medio e Inferior (Caliza Macuspana), de la Cuenca Macuspana, que se encuentran a una profundidad de 600 a 3000 m. Estos campos iniciaron su explotación en los años sesentas, teniendo una máxima producción de gas de 720 MMPCD en septiembre de 1975 y de aceite 11,900 BPD en julio de 2009.

La producción de hidrocarburos del proyecto se inició en el año de 1958, con el inicio de la explotación del campo José Colomo.

2. Ubicación

Geográficamente el proyecto se ubica en la porción Este de Tabasco, Oeste de Campeche y Norte de Chiapas; comprende los municipios de Centla, Centro, Jalapa, Jonuta y Macuspana en el estado de Tabasco, parte de los municipios del Carmen y Palizada en Campeche y los municipios de Catazajá, Palenque, Salto del Agua, Tila, Sabanilla, Tumbala, Huitiupan, Chilón, Yajalón y La Libertad en el estado de Chiapas. Presenta una superficie aproximada de 18,061 km² y forma parte de la Planicie Costera del Golfo.



3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 301 MMMPC de gas y 10 MMB de aceite en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 6,344 MMs y obtener una mayor rentabilidad económica. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 24 pozos, 47 reparaciones mayores y 70 reparaciones menores, así como construir la infraestructura complementaria. El desarrollo del proyecto contempla sustentabilidad ambiental, programando actividades de tal manera que se evite el deterioro del medio ambiente y se optimicen de una mejor manera los recursos energéticos.

El Proyecto Cuenca de Macuspana es considerado como un Proyecto Nuevo debido a que se desincorpora del Programa Estratégico de Gas (PEG).

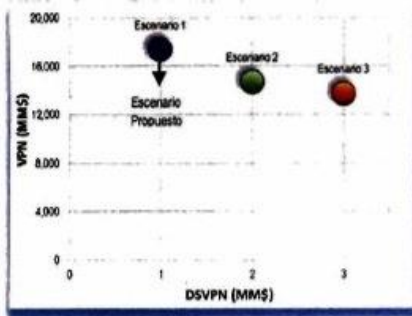
4. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas asociadas a los principales campos Acachu, Acahual, Almendro, Bitzal, Boca del Toro, Cafeto, Cantemoc, Chilapilla, Cobo, Fortuna Nacional, Guiro, hormiguero, Jimbal, José Colomo, Laguna Alegre, Mangar, Narvárez, Nuevos Lirios, Ojillal, Rasha, San Román, Saramako, Sarlat, Shishito, Tepetitán, Trompo, Usumacinta, Vernet, Viche, Xicalango, Zaragoza son:

Reservas Remanentes 2012 (01/01/2012)						Factor de Recuperación			
Aceite (MMB)			Gas (MMMPC)			Actual (%)		Final (%)	
1P	2P	3P	1P	2P	3P	Aceite	Gas	Aceite	Gas
11	13	13	215	300	365	17	74	21	78

Handwritten signatures and initials

5. Evaluación y selección del escenario



Escenario 1 (Escenario Propuesto)

- Perforación de 24 pozos no convencionales, con terminación sencilla y doble de (Cafeto, Tepetitán, Vernet y Cobo).
- 47 reparaciones mayores de todos los campos incluidos en el proyecto.
- 227 taponamientos de pozos.
- Recuperación secundaria con la inyección de agua congénita en el campo Shishito.
- Diversificación de sistemas artificiales e instalación de sistemas modulares de compresión en el campo Narváez.

Escenario 2

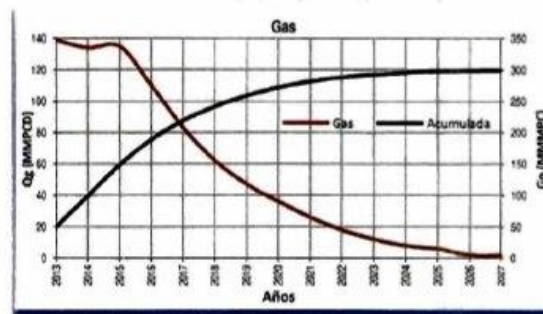
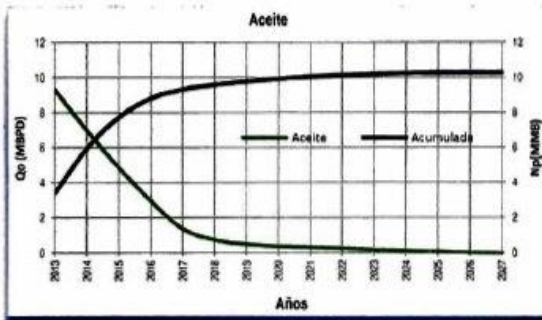
- Perforación de 24 pozos no convencionales, con terminación sencilla y doble de (Cafeto, Tepetitán, Vernet y Cobo).
- 23 reparaciones mayores de todos los campos incluidos en el proyecto.
- 226 taponamientos de pozos.
- Diversificación de sistemas artificiales.

Escenario 3

- Perforación de 24 pozos no convencionales, con terminación sencilla y doble de (Cafeto, Tepetitán, Vernet y Cobo).
- 23 reparaciones mayores de todos los campos incluidos en el proyecto.
- 226 taponamientos de pozos.
- Diversificación de sistemas artificiales e instalación de sistemas modulares de compresión en el campo Narváez.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013 - 2027



7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Pozos de gas cerrados debido al incremento de la columna de líquidos. (Identificar nuevas tecnologías en los sistemas artificiales para incrementar la vida productiva de los pozos).
2. Técnico: Disponer con oportunidad de planta de inyección de agua en el campo Shishito. (Realizar estudio técnico-económico y validar con modelos de simulación el tipo de gas asociado a los yacimientos, estudios de laboratorio y pruebas de compatibilidad de fluidos).
3. Técnico: Procesos de recuperación adicional para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos. (Pruebas piloto de nuevas tecnologías, estudios de laboratorio, modelos de simulación, estudio técnico-económico).
4. Ambiental: Restricción en la adquisición de datos sísmicos o perforación de pozos debido a las condiciones de regulación de explotación en la Reserva de la Biosfera de los Pantanos de Centla. (Permisos con las entidades correspondientes, uso de tecnologías aplicables en zonas reservadas por el medio ambiente).

APR 2012

AD

8. Actividades Físicas del escenario Propuesto

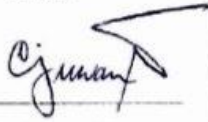
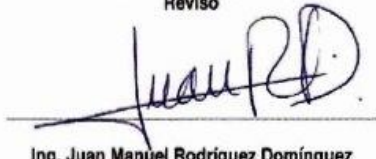

Actividad pozos	Proyecto Propuesto	Obras Nuevas (2013-2027)	
		Actividad Física	Proyecto Propuesto
Pozos perforados	24	Plantas Compresoras	1
Reparaciones Mayores	47	Ductos	5
Reparaciones Menores	70	Lineas de Descarga	25

9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
	2013-2027	2013-2027
VPI (MM\$)	4,899	4,899
VPN (MM\$)	14,682	99
VPN/VPI	3.00	0.02

10. Resultado del Dictamen

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

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

Se realizó un comparativo entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) por parte de Pemex, Tabla 18, respecto a los proyectos enviados a esta Comisión para emitir un dictamen, denominados como nuevos o de modificación sustantiva.

Tabla 18. 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	6,344	6,378	-0.5
Gasto de Operación	mmpesos	ND	6,267	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	10	10	-2.9
Reservas a recupera Gas 2P	mmpc	301	301	0.0
Horizonte	-	2013-2027	2013-2034	-
Pozos a perforar desarrollo	núm.	24	24	0.0
Pozos a perforar inyectoros	núm.	0	0	0.0
Rep. Mayores	núm.	47	47	0.0
Rep. Menores	núm.	70	ND	-
Ductos	núm.	5	ND	-
VPN (antes impuestos)	mmpesos	14,682	14,688	0.0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	4,899	4,903	-0.1
VPN (después impuestos)	mmpesos	99	97	2.1
VPI (después impuestos)	mmpesos	4,899	4,903	-0.1

Fuente: PEP

En general, se observan ligeras variaciones en las diferentes variables analizadas, a excepción del horizonte de estudio. Mientras que en el proyecto entregado a esta Comisión se maneja hasta el 2034, para 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 7 años, las demás variables tienen valores similares.

Es importante que a fines de mantener consistencia, y parámetros de revisión más adecuados, se presente a la Comisión la misma información que es evaluada por el Grupo de Trabajo de Inversión, para garantizar que se trata del mismo proyecto, particularmente en el horizonte, y no una modificación del mismo. Además, la información que se presente al GTI debe tener como dato informativo al gasto de operación.

VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa

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

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

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN CUENCA DE MACUSPANA

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	(2018-2034)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	1,477	1,725	780	564	569	1,263	6,378	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,168	1,076	1,088	843	603	1,489	6,267	10
Qo Promedio.	(mbpd)	9.3	7	4.9	3	1.4	-	10.3 (mmb)	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	138.8	133.7	134.8	110.7	83.1	-	301 (mmmpc)	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 es considerado como un "Proyecto Nuevo" debido a que se desincorpora del Programa Estratégico de Gas (PEG). Tiene como objetivo perforar pozos, realizar reparaciones mayores, utilizar sistemas artificiales de producción y optimizar y modernizar ductos e infraestructura de transporte. Adicionalmente, se tiene la operación y mantenimiento, así como el abandono de pozos, estructuras y ductos.								
Seguimiento Proyecto									
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)	9	10	5	0	0	0	24	NA
Terminación.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	24	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	9	22	13	3	0	0	47	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	(%)	* 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. Resultados del dictamen y recomendaciones

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

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

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

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

Estrategia de explotación

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

control en las producciones de gas y agua, ya que no sólo afecta la producción de los campos, sino también existe el riesgo de afectación a las instalaciones y el medio ambiente.

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

Reservas

3. Revisar y ajustar los pronósticos de producción conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas para disminuir las inconsistencias presentadas con los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen.
4. Revisar la información de los campos que no reportan reservas, y en base a ello determinar las líneas de acción para su explotación en caso de ser factible.
5. Integrar la información técnica de los yacimientos con los datos de reservas para que exista uniformidad en la información reportada a nivel yacimiento.

Geociencias

6. Es indispensable que PEMEX cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos. Esta Comisión considera necesario mantener actualizado dichos modelos con la nueva información estática y dinámica recopilada durante estos últimos años y con la que se adquiriera en el futuro.
7. Considerar la posibilidad de adquirir sísmica 4D para el monitoreo de los campos dentro del proyecto de explotación Cuenca de Macuspana.

Ingeniería de Yacimientos

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. Describir las características de los métodos y modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
10. Para incrementar la reserva del proyecto, PEP deberá analizar la factibilidad de implementar sistemas de compresión modulares y la compresión a boca de pozo, así como métodos de recuperación secundaria/mejorada en otros campos del proyecto donde aplique.
11. Para yacimientos en los que se tenga la planeación de un proceso de recuperación adicional, yacimientos en litologías con altas heterogeneidades y yacimientos al inicio de su explotación, la Comisión recomienda el uso de un modelo de balance de materia para la predicción de los pronósticos de producción y que se realice una evaluación de la factibilidad de que dichos yacimientos sustenten sus volúmenes con un modelo de simulación numérica.
12. Cada modelo de estimación analiza diferente tipo de información y es aplicable para diferentes características y tiempos de explotación. Dadas las razones anteriores, esta Comisión sugiere que para cada yacimiento se realice análisis de estimaciones de perfiles de producción al menos por dos modelos de estimación diferentes, con el fin de comparar resultados, ayudar en la toma de decisiones respecto a qué modelo utilizar y durante qué tiempo usarlo, y así reducir la incertidumbre en la estimación de los volúmenes a recuperar.

Aspectos económicos

13. 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.
14. 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

15. 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.
16. 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.
17. 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

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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 Cuenca de Macuspana 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.