

Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Ixtal - Manik (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	13
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN	14
F) INDICADORES ECONÓMICOS.	16
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	18
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	18
B) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN	18
C) DICTAMEN DEL PROYECTO.	23
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	25
A) RESERVAS.....	25
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS	32
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS	34
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	35
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	36
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	37
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	38
III. ASPECTOS ECONÓMICOS	48
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	50
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS	56
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	61
VII. OPINIÓN DE LA MIP	67
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	73
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA	74
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....	75
X. OPINIÓN A SENER	80

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 Ixtal - Manik, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado como Proyecto Nuevo.

El proyecto de explotación Ixtal - Manik desarrollado por el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, desarrollan este proyecto nuevo, relacionado con los campos Ixtal y Manik, que hasta el cierre del año 2012 formaban parte del Programa Estratégico de Gas (PEG); sin embargo su expectativa de vida para la explotación de sus reservas tiene como límite el año 2019. Bajo este contexto y con el objetivo de mejorar la administración de los dos campos del proyecto, PEP ha decidido separarlo del PEG, con la finalidad de mejorar el desempeño de las actividades de desarrollo y suplementarias, que le permitan optimizar el plan de explotación, lo cual incrementará su vida fluyente y el uso eficiente de los recursos humanos, materiales y financieros, acorde a la nueva visión estratégica de la organización.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

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

1. Oficio SPE-665-2012 recibido en esta Comisión el 28 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite información relacionada con el proyecto, para efectos de su dictamen, con fundamento en el artículo 4, fracción VI de la Ley de la Comisión y en términos del artículo 28 de la *Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* (Lineamientos técnicos).
2. Oficio 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 Ixtal - Manik.
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.
10. Oficio D00.-SE.-172/2013, de fecha 6 de mayo de 2013, mediante el cual la Comisión solicita se aclare el estado de la autorización ambiental para la construcción de la estructura marina "Ixtal - C".
11. Oficio SPE-277-2012, recibido en esta Comisión el 14 de mayo de 2013, por el que la SPE de PEP, mediante el cual se aclara la situación de la autorización ambiental de la construcción de la estructura marina "Ixtal - C". Así mismo PEP solicita atentamente, continuar con el proceso para documentar el trámite para obtener el otorgamiento y la modificación de las asignaciones petroleras.

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

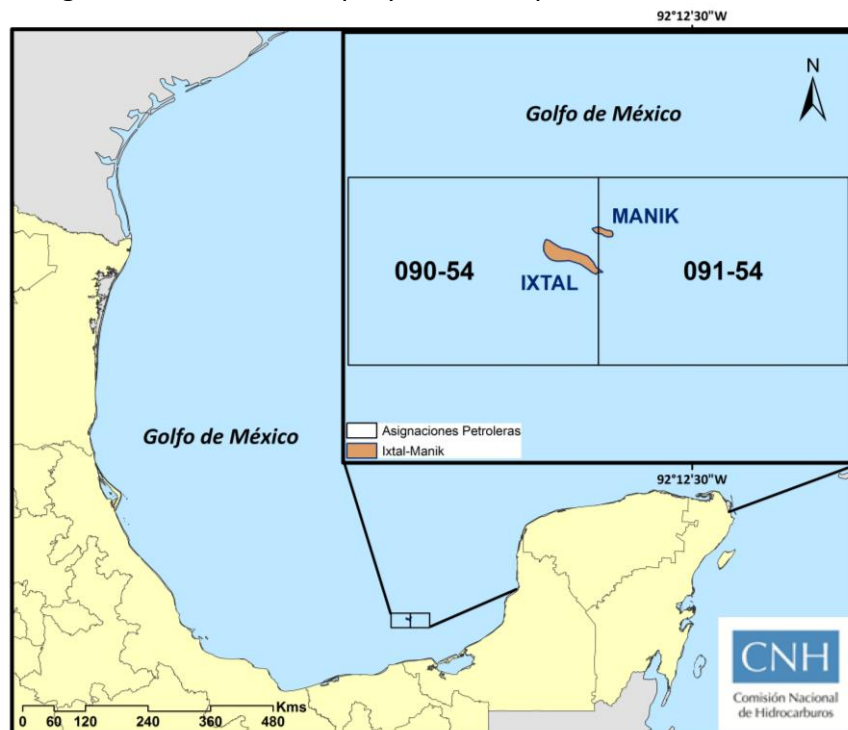
De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Ixtal - Manik, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones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

a) Ubicación

El proyecto de explotación Ixtal - Manik se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México en tirantes de agua comprendidos entre 70 y 80 m frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche; aproximadamente a 140 km al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco, y a 95 km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche.

El proyecto de explotación Ixtal - Manik está integrado por los campos Ixtal y Manik.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Ixtal - Manik.



Fuente: CNH con datos de PEP

b) Objetivo

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Ixtal - Manik tiene como objeto recuperar las reservas remanentes 2P de 169 millones de barriles de aceite y 342 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2034. Con una inversión de 42,566 millones de pesos.

c) Alcance

El proyecto de explotación Ixtal - Manik contempla perforar 7 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores, realizar 7 reparaciones mayores, 16 reparaciones menores y 70 estimulaciones, así como la construcción e instalación de una estructura marina, una estructura adosada y 1 gasoducto.

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

Alternativa 1. *Inyección de gas hidrocarburo. Considera la perforación de 7 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores, 7 reparaciones mayores; así como la construcción e instalación de una estructura marina (Ixtal - C), dos estructuras adosadas (Ixtal - A e Ixtal - B), un ducto de 8" x 3.6 km para la inyección de gas de BN en el campo Manik y 2 compresores para la inyección de gas.*

Alternativa 2. *Inyección de nitrógeno. Considera la perforación de 9 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores, 7 reparaciones mayores; así como la construcción e instalación de dos estructuras adosadas, 89 km de ductos para inyección de nitrógeno en el campo Ixtal y 8" x 3.6 km de ductos para inyección de gas de BN en el campo Manik y 2 compresores para la inyección de gas. El nitrógeno a inyectar en Ixtal - A se traerá por el ducto de 89 km desde la planta de generación Costero.*

Alternativa 3. *Inyección de agua. Considera la perforación de 11 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores, 7 reparaciones mayores; así como la construcción e instalación de una estructura*

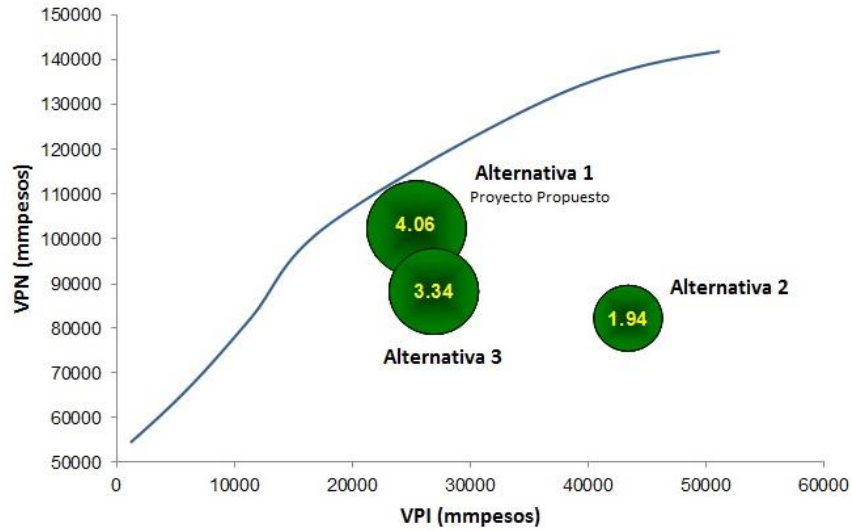
marina (Ixtal - C), dos estructuras adosadas y 8" x 3.6 km de ductos para inyección de gas de BN en el campo Manik. Los equipos de tratamiento de agua y de compresión se instalarán en la estructura marina.

Para la selección del proyecto propuesto se analizaron diferentes alternativas de explotación, considerando las condiciones de los yacimientos, el plan de implementación, la factibilidad de utilizar infraestructura diversa y el volumen de reservas remanentes 2P al 1 de enero de 2012, así como los factores de riesgo asociados a cada una de las propuestas de inversión que componen el proyecto. Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Mayor valor presente neto.
- Alta eficiencia de la inversión.
- Escenario de menor riesgo técnico.
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos.
- Previsión y mitigación de los riesgos asociados al proceso de inyección de gas.
- Disponibilidad de los fluidos a inyectar en los procesos de recuperación secundaria.

Los indicadores económicos muestran una clara ventaja para el proyecto propuesto (Alternativa 1) en valor presente y en la eficiencia de la inversión, como puede observarse en la figura 2.

Figura 2. Frontera de eficiencia de las alternativas analizadas.



Fuente: PEP

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, es la alternativa 1.

En la tabla 1 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa seleccionada, mientras que las Figuras 3 y 4 muestran los perfiles probabilistas de producción de aceite y gas, respectivamente.

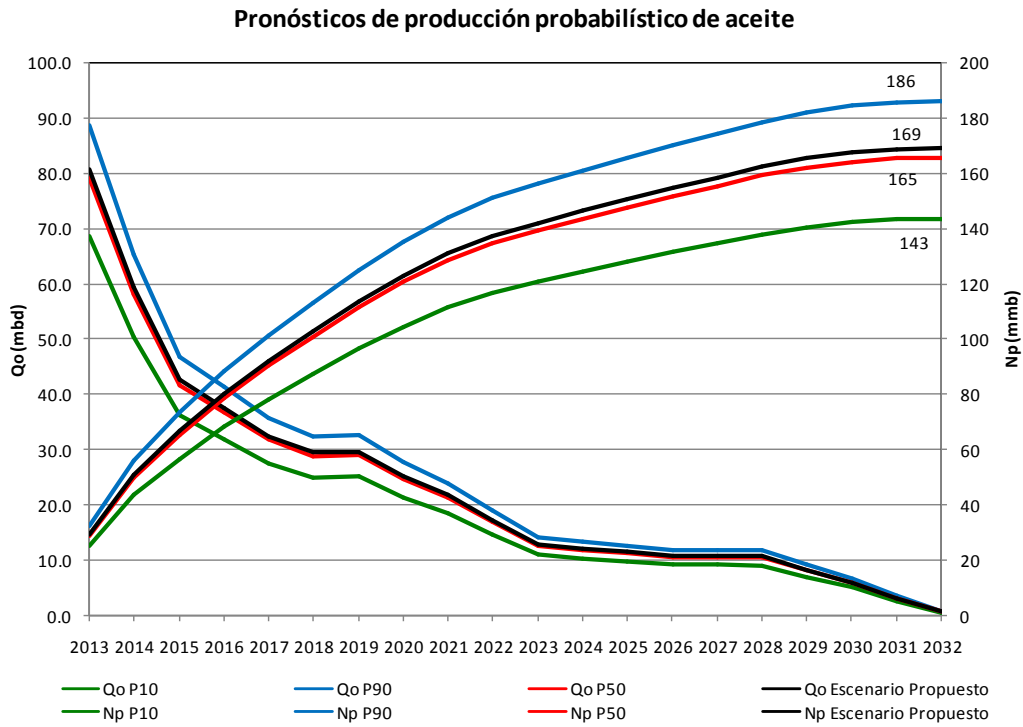
Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2013	81	164
2014	59	121
2015	43	83
2016	38	68
2017	32	60
2018	29	58
2019	30	61
2020	25	52
2021	22	46
2022	17	36
2023	13	27
2024	12	26
2025	11	25

2026	11	23
2027	11	23
2028	11	23
2029	8	19
2030	6	13
2031	3	7
2032	1	2
Total	169	342
	(mmb)	(mmpc)

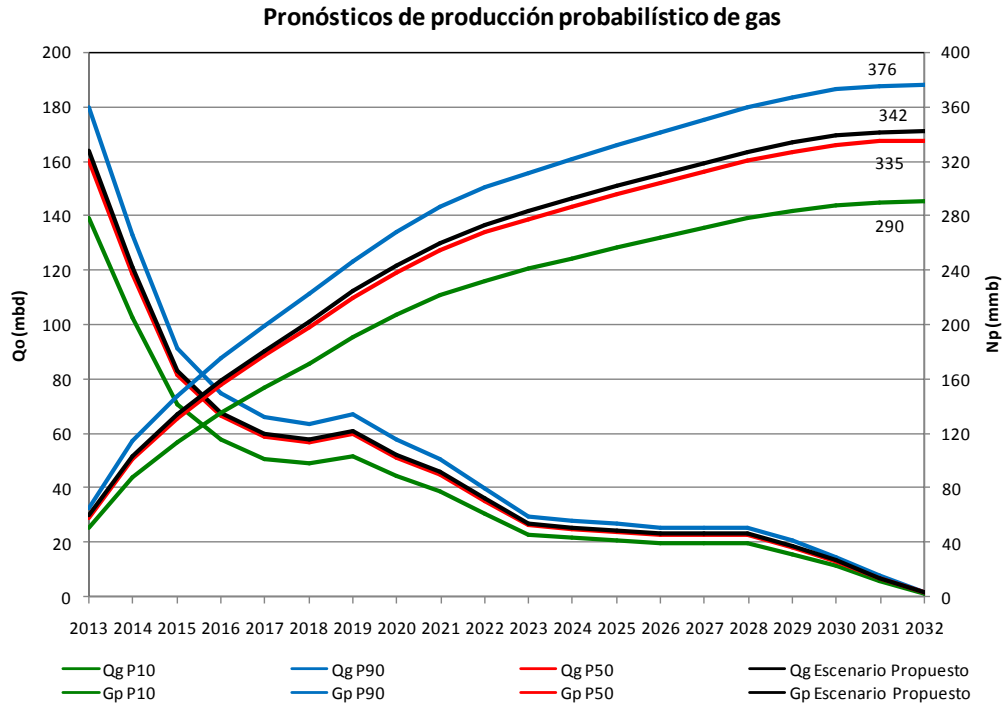
Fuente: PEP

Figura 3. Perfil probabilista de aceite de la alternativa seleccionada.



Fuente: PEP

Figura 4. Perfil probabilista de gas de la alternativa seleccionada.



d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2034 en el proyecto es de 42,566 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 12,854 millones de pesos, como se describe en la Tabla 2.

Tabla 2. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos (mmpesos)
2013	3,307	1,391
2014	4,559	1,028
2015	5,648	660
2016	3,535	666
2017	5,261	563
2018	3,547	1,264
2019	2,550	1,580
2020	1,981	1,280
2021	2,087	1,038

2022	1,902	826
2023	1,700	641
2024	1,497	541
2025	1,320	461
2026	1,384	199
2027	886	197
2028	129	196
2029	520	148
2030	190	106
2031	226	56
2032	61	13
2033	196	0
2034	80	0
Total	42,566	12,854

Fuente: PEP

e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación

En las Tablas 3 y 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Ixtal - Manik.

Tabla 3. Volumen original 2P por campo.

Campo	VOA 2P (mmb)	VOGN 2P (mmpc)
Ixtal	1,055	1,748
Manik	101	102
Total	1,156	1,850

Fuente: PEP

Tabla 4. Factores de recuperación para cada tipo de reserva.

Campo	Fr 1P % aceite	Fr 2P % aceite	Fr 3P % aceite
Ixtal	33	37	38
Manik	24	28	28

Fuente: PEP

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

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

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

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

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

PEMEX ha revaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Ixtal - Manik se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

Campo	Aceite (mmb)			Gas (mmmpc)			PCE (mmbpce)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Ixtal	120	197	239	243	307	312	166	255	298
Manik	8	12	12	9	13	13	10	15	15
Total	128	209	251	252	320	325	176	270	313

Fuente: PEP

f) Indicadores económicos.

Para el proyecto se usó un precio promedio de 86.36 dólares por barril para el aceite y 6.65 dólares por millar de pie cúbico para el gas para cada uno de los años que abarca el proyecto.

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

En el horizonte 2013-2034, el proyecto de explotación Ixtal - Manik requiere una inversión de 42,566 millones de pesos, los ingresos esperados por la venta de hidrocarburos es de 215,457 millones de pesos.

La Tabla 6 muestra las estimaciones de ingresos y flujo de efectivo.

Tabla 6. Estimación de ingresos y flujo de efectivo (mmpesos)

Año	Ingresos (mmpesos)			Flujo de efectivo (mmpesos)	
	Aceite	Gas	Total	Antes de impuestos	Después de impuestos
2013	32,500	5,068	37,568	32,870	7,470
2014	23,864	3,745	27,609	22,022	3,359
2015	17,133	2,578	19,711	13,403	67
2016	15,184	2,107	17,291	13,091	1,374
2017	13,052	1,855	14,906	9,082	-1,014

2018	11,864	1,795	13,658	8,848	-392
2019	11,942	1,889	13,831	9,701	353
2020	10,173	1,628	11,801	8,541	566
2021	8,794	1,422	10,216	7,091	189
2022	6,923	1,121	8,044	5,316	-118
2023	5,183	834	6,016	3,675	-390
2024	4,895	794	5,689	3,651	-193
2025	4,621	759	5,380	3,599	-34
2026	4,356	720	5,076	3,493	65
2027	4,327	719	5,046	3,963	556
2028	4,327	721	5,048	4,723	1,314
2029	3,342	579	3,921	3,252	607
2030	2,398	415	2,813	2,517	619
2031	1,269	217	1,486	1,204	201
2032	297	50	347	272	38
2033	0	0	0	-196	-196
2034	0	0	0	-80	-80
Total	186,442	29,014	215,457	160,036	14,360

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa elegida, se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Indicadores Económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	103,575	11,473	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	25,484	25,484	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	4.06	0.45	peso/peso

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 103,575 millones de pesos y de 11,473 millones de pesos después de impuestos.

V. Emisión del dictamen

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

a) Revisión documental

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

b) Suficiencia de información

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

<u>Aspectos de explotación</u>	Suficiente 86%	Observaciones
I. Resumen Ejecutivo		
a. Objetivos y alcances del proyecto	Sí	
b. Ubicación geográfica	Sí	
c. Estrategias consideradas	Sí	
d. Recomendaciones	Si	
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición		
Objetivos y alcance de la etapa de definición	Sí	
III. Introducción		
Introducción	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
IV. Motivo y justificación del proyecto		
Motivo y justificación del proyecto	Sí	
V. Efectos de no realizarse el proyecto		

Efectos de no realizarse el proyecto	Sí	
VI. Objetivo y alcance del proyecto		
Objetivo y alcance del proyecto	Sí	
VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos		
Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos	Sí	
VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural		
Orígenes, destinos y utilización del gas natural	Sí	
IX. Modelo geológico		
Modelo geológico	Sí	
X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción		
Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción	Sí	
XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)		
a. Comportamiento de o los yacimientos	Sí	
b. Comportamiento de pozos	Sí	
XII. Productividad de Pozos		
a. Análisis de pozos	Sí	
b. Monitoreo de pozos	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
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		
Estrategia de explotación	Sí	
Desarrollo inicial	Sí	
Plataforma de producción	Sí	

Declinación	Sí	
Abandono	No	No se presenta programa de abandono de pozos ni su respectivo perfil de inversión.
Monitoreo de explotación del yacimiento	Sí	
Tecnología a utilizar	Sí	
b. Ingeniería básica y de detalle de pozos		
Programa direccional	Sí	
Programa de fluidos	Sí	
Programa tuberías de revestimiento y producción	Sí	
Selección de cabezales y árboles	Sí	
Programa de toma de información	Sí	
Diseño de la terminación	Sí	
Riesgos mayores y plan de manejo	Sí	
Tiempos de perforación y terminación	Sí	
Costos de perforación y terminación	Sí	
c. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos	Sí	
d. Ingeniería básica de instalaciones		
Redes de recolección, distribución, inyección y transporte	Sí	
Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas	Sí	
Plantas auxiliares	Sí	
Tratamiento y acondicionamiento de agua	Sí	
Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega	Sí	
Estimados de costos	No	No se presentan datos de costos.
Riesgos mayores y plan de manejo	No	No se presentan los riesgos ni el plan de manejo, incluyendo impactos y probabilidades.
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. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad		
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		
Costos de inversión, operación y mantenimiento	Sí	
Programa de erogaciones	Sí	
m. Derechos		
Derechos	Sí	
n. Guías para el control del proyecto		
Guías para el control del proyecto	No	No se indica la forma y frecuencia en la que se medirá el avance del proyecto, su costo real.
XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación		
a. Estructura de precios	Sí	
b. Consideraciones y premisas	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC)	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios	Sí	

e. Riesgos mayores y plan de manejo	No	No se presenta el impacto ni la probabilidad, antes y después del plan de mitigación.
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres	Sí	
XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental		
a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas.	Sí	
b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica	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	Sí	
d. Estudios de sitio: marino y terrestre	Sí	
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros.	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales)	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales	Sí	
XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto		
Evaluación del grado de definición del proyecto	Sí	
XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's)		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's)	Sí	
XX. Administración del conocimiento		
a. Lecciones aprendidas	Sí	
b. Mejores prácticas	Sí	
c. Plan de brechas de competencias	Sí	

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

Fuente: CNH con datos de PEP

c) Dictamen del proyecto.

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

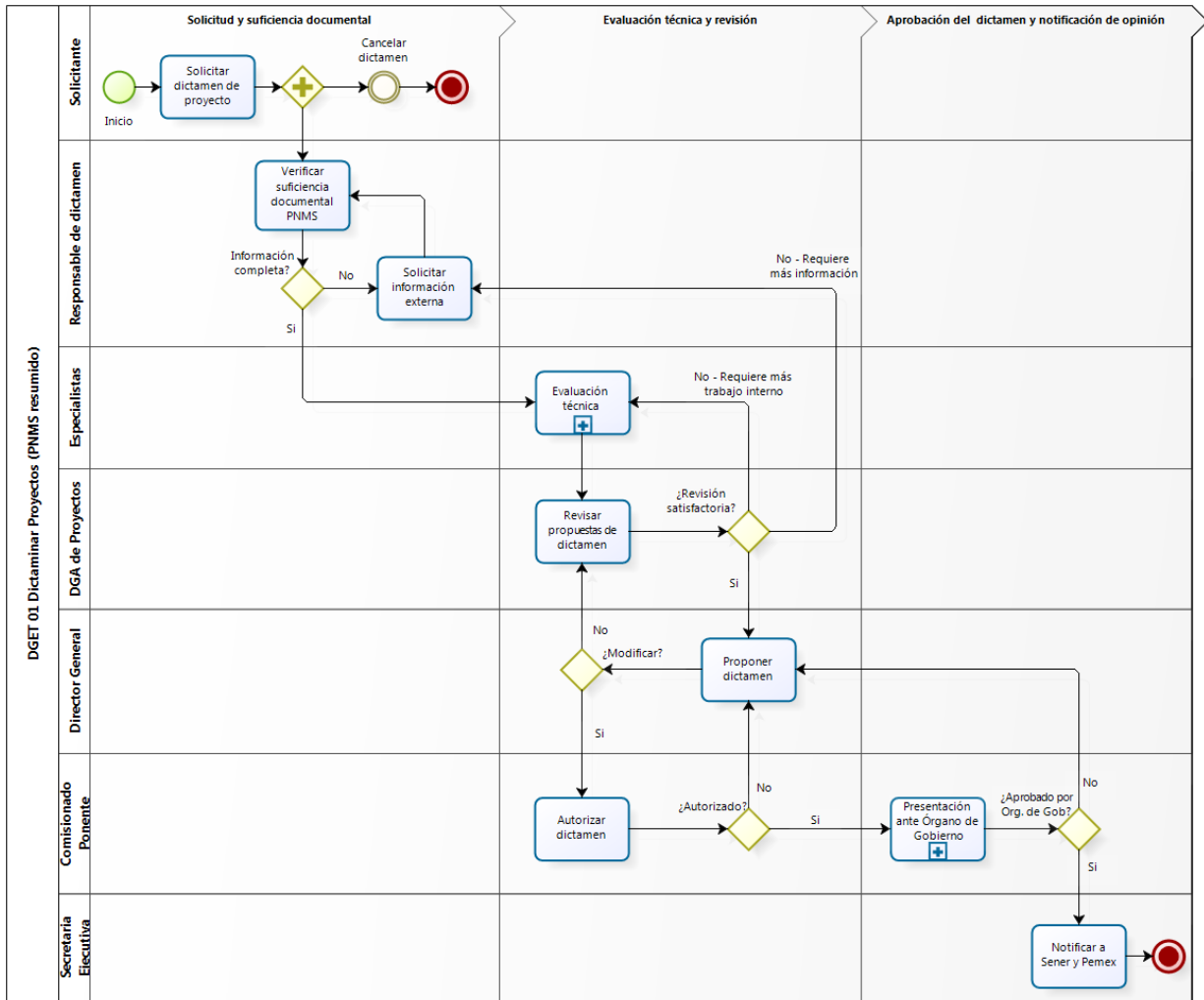
Este proceso inicia con la solicitud de dictamen del proyecto por parte de PEP.

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

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

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno, si 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 5. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Fuente: CNH

VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

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

a) Reservas

El documento enviado a la Comisión señala que los campos Ixtal y Manik son los únicos que integran al proyecto.

El modelo geológico fue actualizado en el 2012, permitiendo el incremento de reservas. Por otro lado, al comparar el valor de volumen original asignado a los campos del proyecto, se observa una diferencia considerable en el cálculo del mismo. Lo anterior, indica que todavía existe una incertidumbre significativa en la caracterización estática de la formación productora, por lo que se deben plantear acciones que mejoren el modelo estático que se tiene.

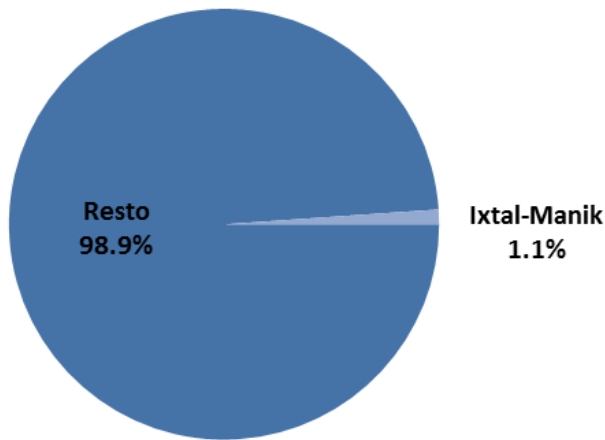
- i. Las reservas 2P del proyecto representan el 5.9% de las reservas totales de aceite y el 6.9% de las reservas totales de gas de la Nación al 1 de enero de 2012. Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesta, 2013-2050, el volumen a recuperar de aceite representa el 2.6% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 4.7% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 8 y en las Figuras 6 a 8.

Tabla 8. Comparativo de la participación de las reservas remanentes
2P del proyecto Ixtal - Manik en las reservas del país.

Participación Nacional	Aceite	Gas
Reservas Proyecto	1.1%	0.9%
Escenario Propuesto	0.9%	1.0%

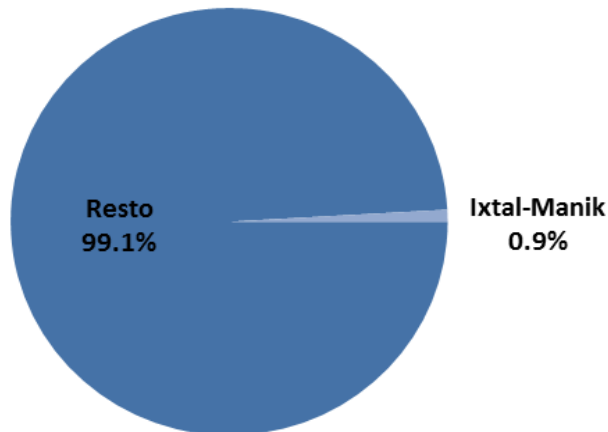
Fuente: CNH con datos de PEP

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



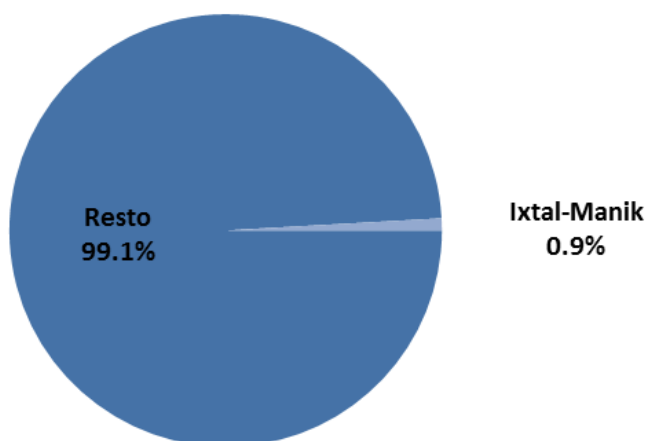
Fuente: CNH con datos de PEP

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



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 8. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Ixtal - Manik (2013-2032) en las reservas de la nación.

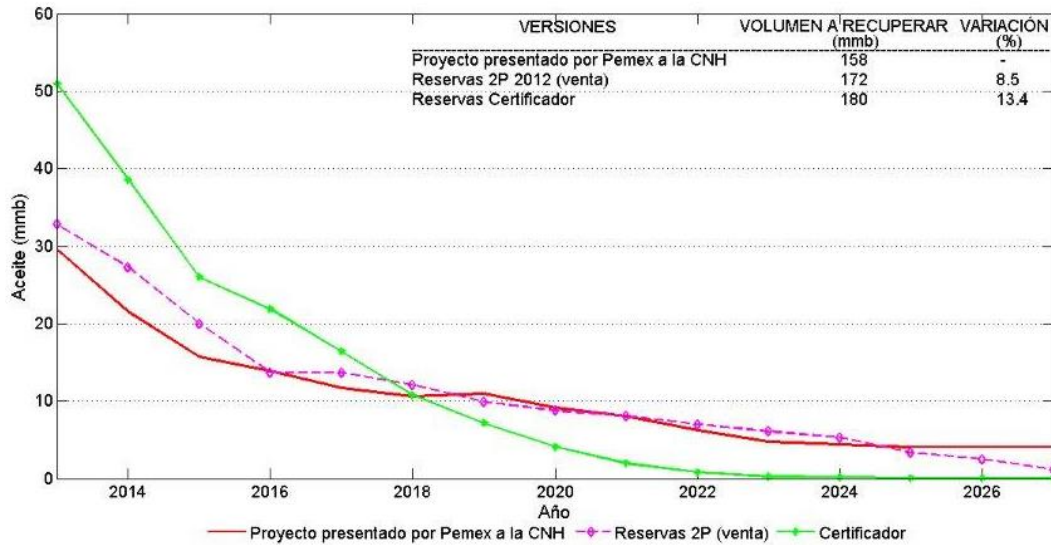


Fuente: CNH con datos de PEP

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto de aceite y gas al 1 de enero de 2012 y la participación de los volúmenes a recuperar de la alternativa propuesta en el proyecto remitido a dictamen presentan diferencias importantes debido a que los horizontes de evaluación y estimación de estos procesos son distintos. La Comisión recomienda ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para tener mayor consistencia entre los planes de explotación que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

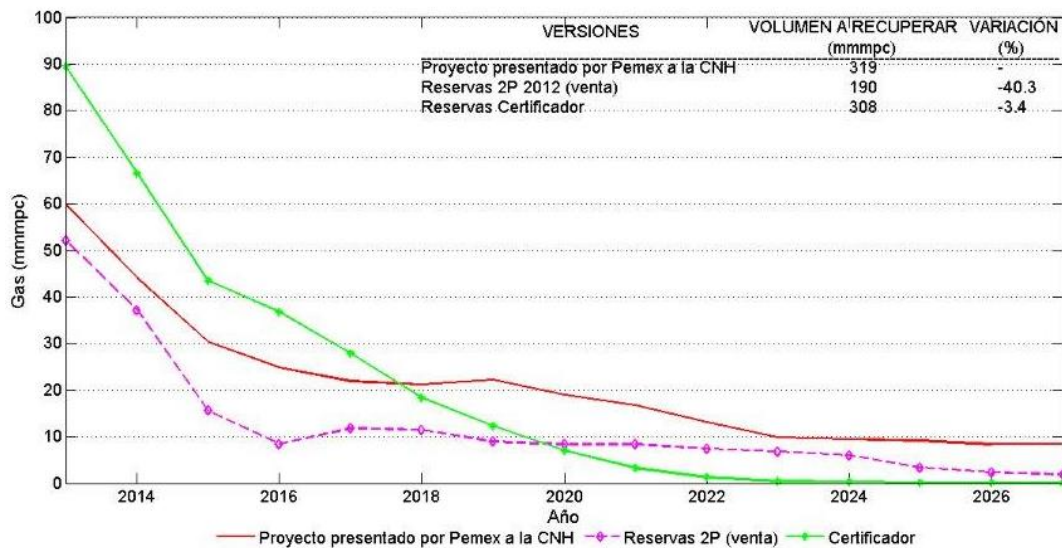
- ii. Se recomienda revisar el perfil de volumen de gas a recuperar de la alternativa propuesta del proyecto (en el horizonte 2013-2034) ya que la cifra es mayor a la reserva remanente 2P del proyecto al 1 de enero 2012, o en su caso ajustar los valores oficiales de reservas.
- iii. Debido a que los 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 - 2027 y poder hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 9) y gas (Figura 10).

Figura 9. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Ixtal - Manik.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 10. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Ixtal - Manik.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta una diferencia respecto al perfil de reservas de aceite en los tres primeros años del proyecto. Se observa una mayor diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P; es recomendable disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros.

Por su parte, en la estimación de reservas de gas se considera el gas de venta¹, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Al igual que en el aceite, existe una diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de las reservas 2P, así como también se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P.

- iv. De lo observado en el proyecto esta Comisión considera necesario que se incorpore información a los modelos utilizados en el proyecto a través de la caracterización de yacimientos y toma de información oportuna (núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, sísmica, etc.) para determinar la incertidumbre de los parámetros involucrados más representativos y de los posibles resultados de la estimación del volumen original.
- v. Pemex únicamente refiere un valor del volumen original. Al respecto la Comisión estima conveniente, tomando en cuenta la práctica internacional, que se debe realizar un análisis de riesgo y reducir la incertidumbre de los parámetros de mayor impacto mediante un análisis de sensibilidad que permita disminuir la incertidumbre del volumen original (cálculo probabilista).
- vi. La Tabla 9 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 el campo Ixtal tiene la mayor reserva del proyecto, así como una producción acumulada de 212.3 mmb y 409.1 mmmpc de gas.

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.

Tabla 9. 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)
Ixtal	1,160.0	1,761.6	255.7	197.3	306.6	270.8	196.5	389.8
Manik	101.3	102.3	14.7	12.2	13.3	19.5	15.8	19.3
Total	1,261.3	1,863.8	270.4	209.5	319.9	290.3	212.3	409.1

* Petróleo crudo equivalente

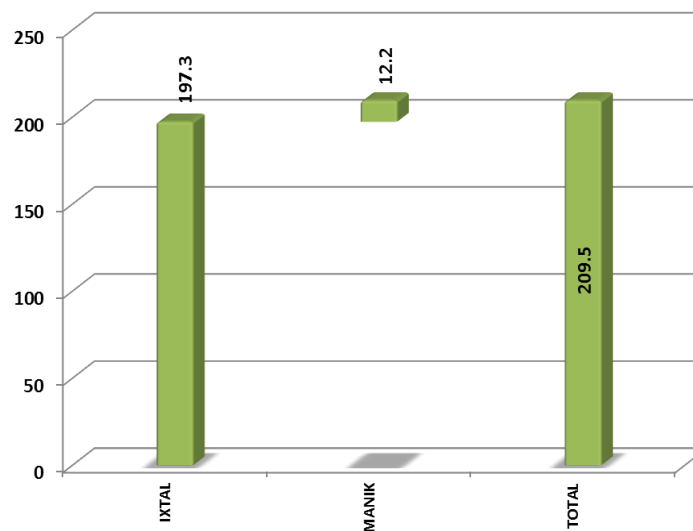
Fuente: PEP

Integración reservas 2P aceite y gas proyecto Ixtal - Manik

Las Figuras 11 y 12 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente del proyecto Ixtal - Manik.

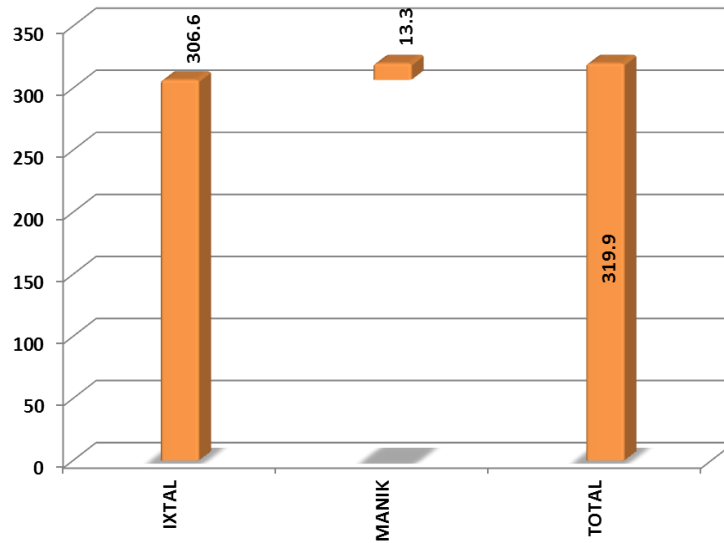
Se puede observar que el campo Ixtal presenta la mayor reserva de aceite y de gas con un valor de 197.3 millones de barriles y 306.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Figura 11. Integración proyecto Ixtal - Manik, Reservas 2P aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 12. Integración proyecto Ixtal - Manik, Reservas 2P gas (mmpmc).

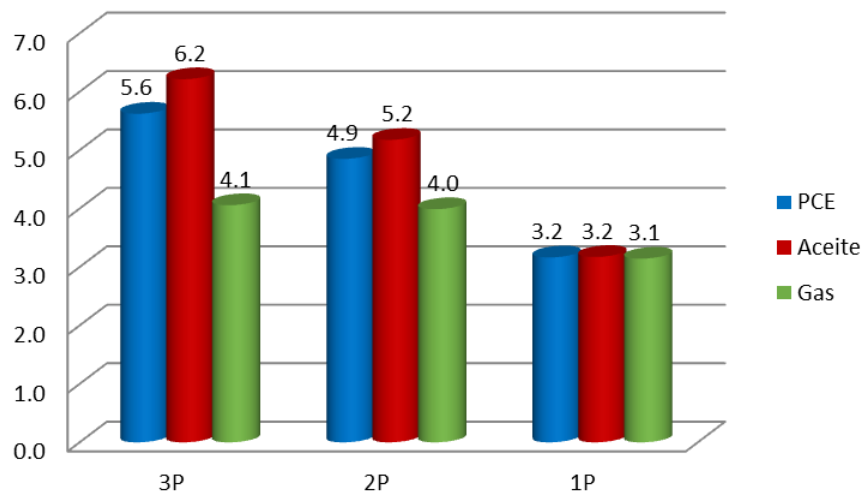


Fuente: CNH con datos de PEP.

Relación Reserva-Producción.

La relación de reserva-producción describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. Esta relación se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la producción total del 2011. En la Figura 13 se presentan los valores de la relación reserva-producción del proyecto Ixtal - Manik.

Figura 13. Relación Reserva-Producción del proyecto Ixtal - Manik al 1 de enero 2012.



Fuente: CNH con datos de PEP

En términos de petróleo crudo equivalente, la relación de reserva-producción para el proyecto Ixtal - Manik es de 3.2 años para las reservas Probadas (1P), de 4.9 años para las reservas 2P y de 5.6 años para las reservas 3P. Lo anterior considera una producción de 55.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

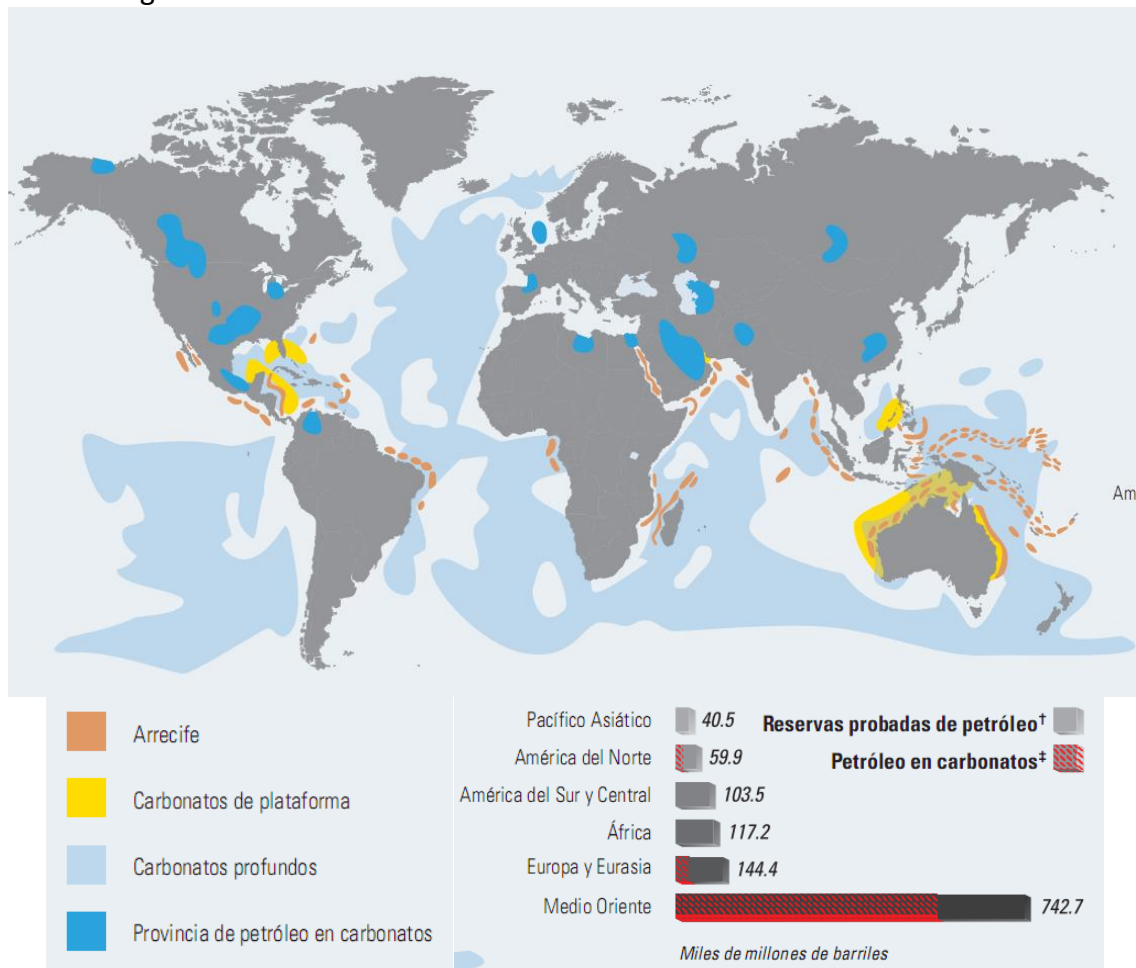
En lo referente al aceite se consideró una producción de 40.5 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 3.2 años para las reservas Probadas (1P), de 5.2 años para las reservas 2P y de 6.2 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 3.1 años para las reservas Probadas (1P), de 4 años para las reservas 2P y de 4.1 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 80.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2011.

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

Más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos. La Figura 14 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 14. Distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.



Fuente: CNH

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, se encuentran actualmente en una etapa considerada como de saturación², con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. Lo anterior da como resultado una gran cantidad de aceite atrapado en el medio de muy baja permeabilidad (la matriz de la roca), tanto en la zona de gas como en zonas de agua. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de recuperación mejorada y avanzada no convencionales que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

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

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

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

En relación a las tecnologías para el abandono de campos, se requiere 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 Ixtal - Manik está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite ligero y gas asociado de los campos Ixtal y Manik. El campo Ixtal tiene la mayor parte de la reserva remanente 2P del proyecto, con un valor de 197 mmb de aceite y 307 mmpc de gas al 1 de enero de 2012.

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) Evaluar el impacto del número de pozos a perforar ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y en los indicadores económicos del proyecto.

- b) 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 10 presenta los valores del factor de recuperación para la alternativa seleccionada en el horizonte 2013 - 2027.

Tabla 10. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Ixtal - Manik	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (2002-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2034)	Fr Actual	Fr (2013-2034)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	1,261	249	158	0.20	0.13	0.32
Gas (mmmpc)	1,864	479	318	0.38	0.25	0.63

*Nota:

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

Fr (2013-2034): (Vol rec. Proy)/Vol Orig (3P)

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

Fuente: CNH con datos de PEP

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

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

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

En 1997, el Directorado Noruego del Petróleo (NPD) estableció una meta de incrementar el factor de recuperación final de los campos para alcanzar un valor de 50% para el aceite y 75% para el gas, estando consciente de que era un reto, tanto para la industria como para la autoridades noruegas, alcanzar dicha meta. A pesar de esos esfuerzos es interesante notar que el factor de recuperación, a partir del año 2004, se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000, sólo se ha incrementado en 2%. Esto demuestra la complejidad técnica que existe, el tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.³

Por lo anterior, y tomando como referencia los factores de recuperación de los campos de Noruega, la Comisión considera que los factores de recuperación del Ixtal - Manik 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.

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

i. Aspectos Estratégicos

Análisis de alternativas.

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

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEMEX debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas debido a que parecen ser estudios de sensibilidad de una sola alternativa. Además, no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como administración de yacimientos, caracterización de yacimientos, adquisición de información para la actualización de modelos, sistemas artificiales de producción, creación de los modelos de simulación, definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto y optimización del manejo de la producción en superficie.

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

- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización, el mantenimiento y el abandono de infraestructura que le permita operar en un marco de seguridad y de rentabilidad en el largo plazo.
- c) Es importante que se describa detalladamente el tipo de tecnología que se pretende utilizar en las diferentes estrategias presentadas, con el fin de apoyar en la estrategia de explotación. Así mismo, se deben considerar aspectos de limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial, mejor control de agua y gas para reducir o atenuar los costos asociados a estas actividades.

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, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.

- b) Es importante optimizar el ritmo de producción en los campos del proyecto, enfocándose en la administración de los yacimientos.

- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.

- d) 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.

- e) PEMEX hace énfasis en que todas las actividades están enfocadas a cumplir las cuotas de producción. Si bien esto genera ingresos seguros a la nación, se debe vigilar la administración del yacimiento para explotarlo al ritmo de producción óptimo.

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.

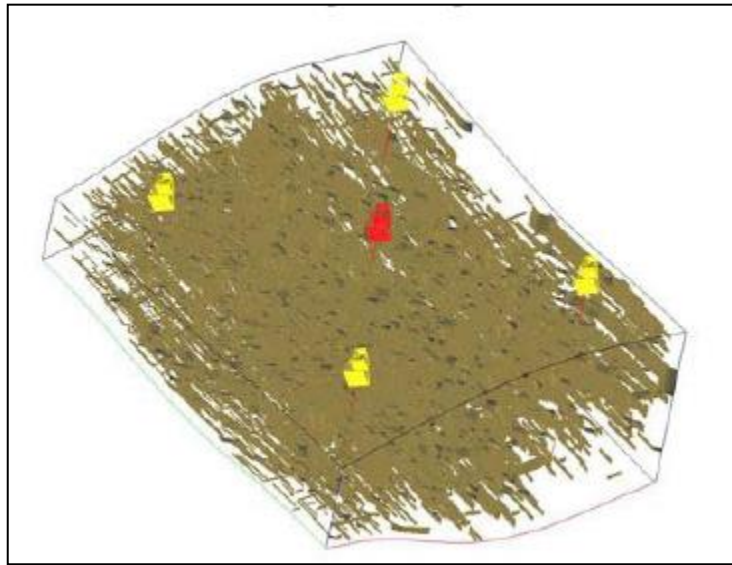
- a) Se deben realizar estudios de saturación de aceite residual a fin de identificar zonas factibles a ser explotadas, ya sea por recuperación primaria (bloques aislados que no hayan sido identificados), secundaria o mejorada para incrementar el factor de recuperación.

- b) Se debe evaluar el uso de sísmica 4D para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas, así como para el monitoreo del campo.

- c) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de contar con modelos estáticos y dinámicos más confiables para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.

- d) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” (Figura 15) en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos, teniendo un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimientos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

Figura 15. Modelos de fracturas.



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

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

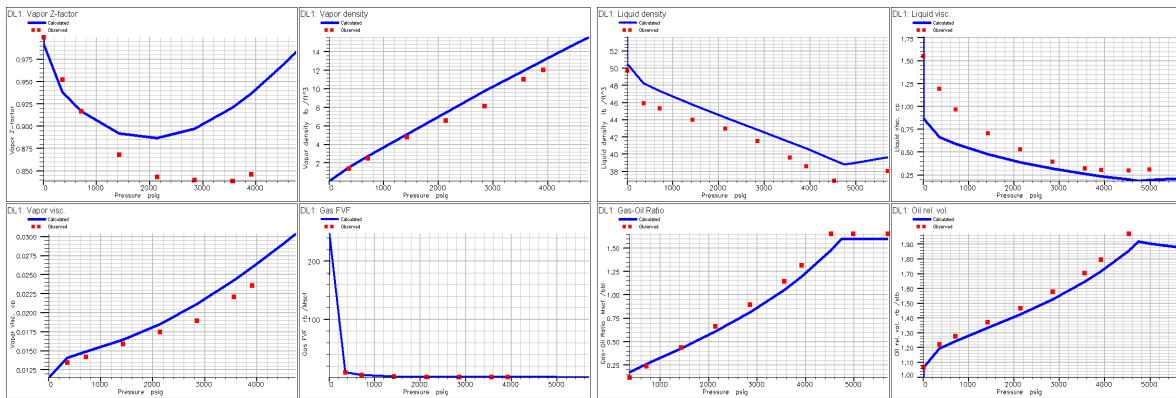
Ingeniería de Yacimientos.

- a) En 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) Para estar en posibilidad de generar modelos estático y dinámico confiables, se debe considerar que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de toma de información de fluidos y sus respectivos análisis, con los cuales se determine el comportamiento PVT representativo (Figura 16) de cada formación productora principal.

Figura 16. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT de un pozo del proyecto Ixtal - Manik

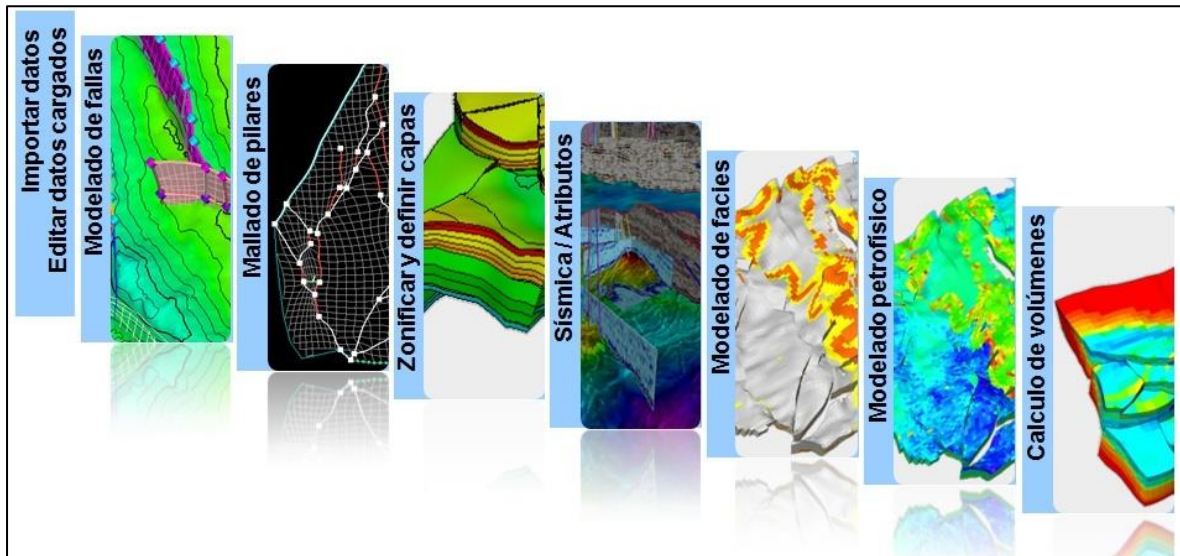


Fuente: PEP

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

- c) Para estar en posibilidad de generar modelos estáticos y dinámicos confiables PEP debería considerar que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información para pruebas de laboratorio, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos. La figura 17 muestra la estrategia aplicada para la construcción del modelo estático en el proyecto.

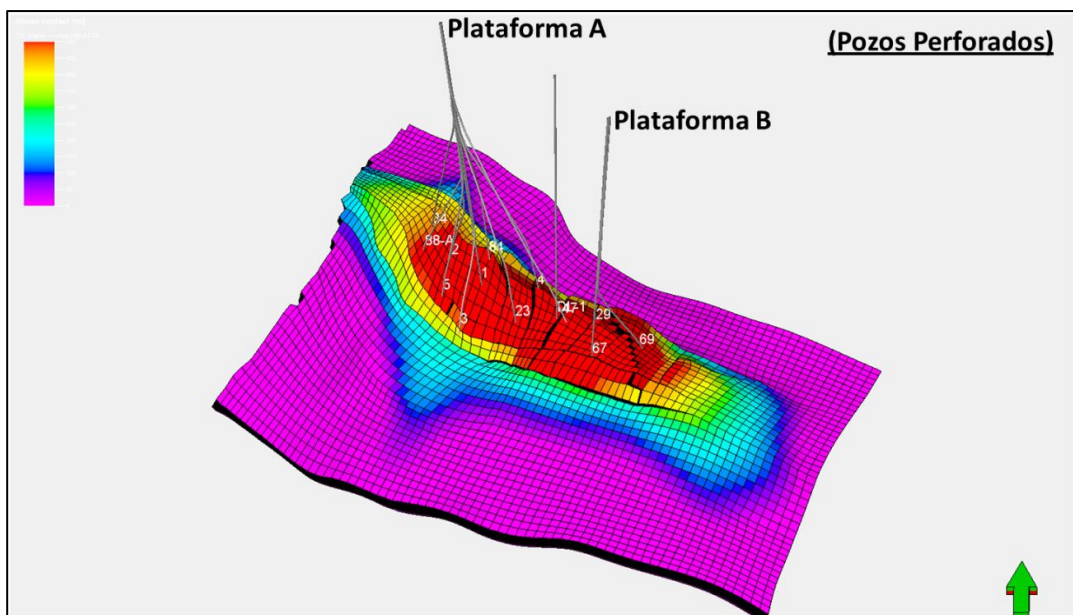
Figura 17. Flujo de trabajo para la construcción del modelado estático del proyecto.



Fuente: PEP

- d) Se deberá de mantener actualizado el modelo composicional de simulación numérica que tiene el campo Ixtal, ya que permitirá la evaluación de procesos de recuperación mejorada, tales como procesos de inyección de gases miscibles. La Figura 18 muestra el modelo de simulación del campo Ixtal.

Figura 18. Malla de simulación del campo Ixtal.



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

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

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

Instalaciones Superficiales.

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

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

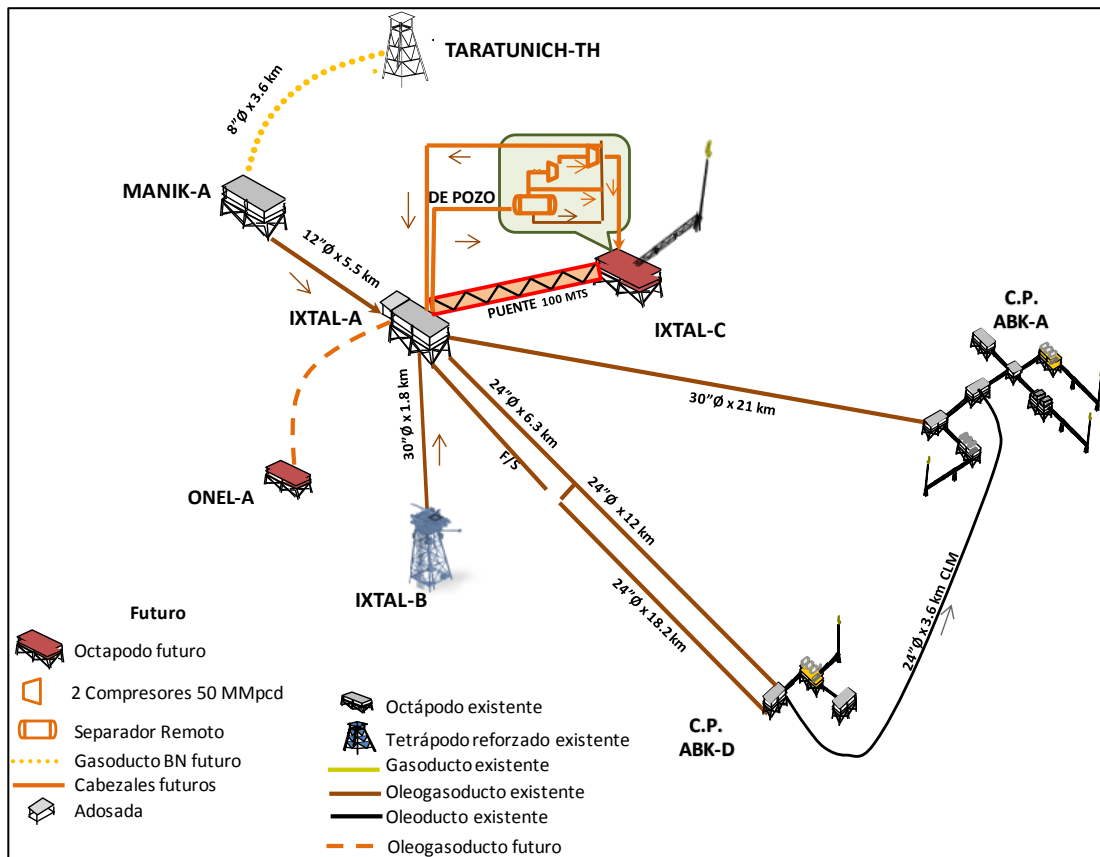
Manejo de la producción.

El proyecto no cuenta con procesos de separación y bombeo de hidrocarburos desde el inicio de su explotación, por lo que envía su producción hacia instalaciones de los proyectos Caan y Chuc. Se debe garantizar que las instalaciones, independientemente que sean de otros proyectos, cuentan con la capacidad necesaria para su manejo antes de la entrada a producción de los nuevos pozos.

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

Además, adquiere mayor relevancia debido a que los campos producen gas amargo (0.2 - 2.2% mol de H₂S en Ixtal). Este compuesto es altamente corrosivo, por lo que las instalaciones deben ser capaces de manejar esta producción de manera segura.

Figura 19. Esquema operacional para el manejo de la producción del proyecto propuesto.



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, considerarlos en 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) Se debe garantizar el abastecimiento de gas para ser usado como bombeo neumático y para el proceso de recuperación secundaria, independientemente de su origen, para evitar interrupciones en las actividades de explotación.

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.

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 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.

Debido a que el proyecto Ixtal - Manik es nuevo o por lo menos tiene muchas actividades nuevas, se recomienda determinar las incertidumbres en la medición en la cadena de producción desde los pozos hasta los puntos de venta interna y/o externa; en particular en los siguientes puntos:

- a) Pozos en los campos Ixtal y Manik.
- b) Centro de Proceso Abkatún-D.
- c) Terminal Marítima de Dos Bocas.
- d) Punto entrega Refinación en Nuevo Teapa.

Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la alta heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la posible aplicación de métodos de recuperación y/o mejorada, se requiere reducir la incertidumbre en el conocimiento geológico de las formaciones productoras, y por lo tanto se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por el fluido inyectado, y evitar ritmos de inyección y/o producción

por pozos que propicien la irrupción del fluido inyectado. Así mismo, se requiere proponer, mediante una administración de yacimientos óptima, acciones que permitan la recuperación adicional del aceite remanente.

- b) Este proyecto considera actividades de recuperación secundaria mediante la inyección de gas natural a partir del año 2017 en el principal campo del proyecto. En base a lo anterior, PEMEX debe detallar el programa de implementación de estos métodos de recuperación incremental donde se detallen las actividades principales a realizar en cada campo del proyecto. Adicionalmente, dicho programa debe contener las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar

La Comisión considera PEMEX debe analizar la factibilidad de una implementación más temprana que permita agregar más valor al proyecto. Asimismo, se debe garantizar el abastecimiento de gas para inyección.

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 Ixtal - Manik es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

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

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

- Precio del crudo igual a 86.36 dólares americanos (USD) por barril.

- Precio del gas igual a 6.65 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.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre producción y desarrollo.
- A partir de 2012 entra en vigor el derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Derecho CNH).
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria

En la Tabla 11 se muestra los indicadores económicos.

Tabla 11. Indicadores económicos.

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN (mmpesos)	103,575	11,473
VPI (mmpesos)	25,484	25,484
VPN/VPI	4.06	0.45

Fuente: PEP

- Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- Después de impuestos, el proyecto dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
 - El precio del aceite se reduce en 38%.

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

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 dos diferentes proyectos ambientales, modalidad regional:

- Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik-A e Ixtal - A.
- Plataformas de perforación Manik - A e Ixtal - A.

En relación con este proyecto, PEMEX obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03 de fecha 6 de mayo de 2003, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización de los proyectos “Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik - A e Ixtal - A” y “Plataformas de perforación Manik-A e Ixtal - A” con una vigencia de 5 años para llevar a cabo las actividades de construcción de las obras y 20 años para las actividades de operación y mantenimiento.
2. Primera modificación al proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik - A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DEI.1875/04 de fecha

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

29 de julio de 2004 por el que PEMEX solicita a la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) reconsidere las condicionantes 2, 3, 5, 6 y 7 del Termino Sexto expuestas en la autorización S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03; la DGIRA responde estableciendo nuevos parámetros para las condicionantes antes mencionadas.

3. Segunda modificación al proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik-A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.1051.06 de fecha 25 de mayo de 2006 por el cual la DGIRA autoriza de manera condicionada incrementar el número de pozos de desarrollo autorizados para las plataformas Manik-A e Ixtal - A de la siguiente forma:

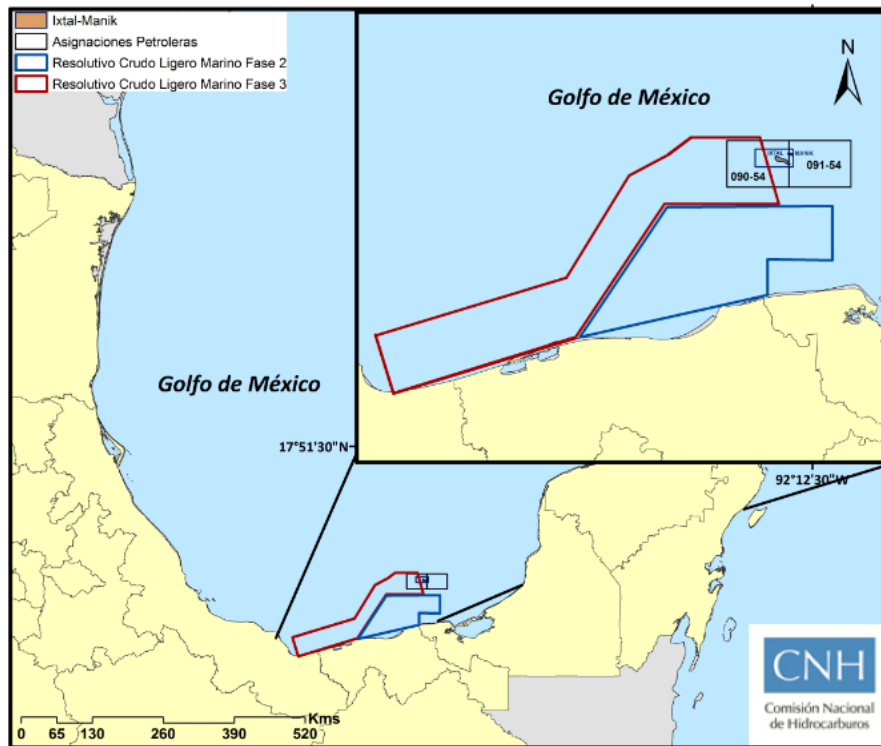
- Para la plataforma Manik - A: incluir 10 pozos más para tener un total de 12 pozos.
- Para la plataforma Ixtal - A: incluir 4 pozos más para contener un total de 12 pozos.

Asimismo se modifica la vigencia del resolutivo a 25 años para concluir las actividades programadas para el proyecto.

4. Tercera modificación al proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik-A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.3747-08 de fecha 12 de noviembre de 2008 por el cual la DGIRA autoriza de manera condicionada la sustitución de 12 kilómetros del oleoducto que va de Ixtal - A hacia Abkatún-D.
5. Cuarta modificación al proyecto “Manifiesto de Impacto Ambiental, para las instalaciones de perforación Manik-A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.2301-09 del 7 de mayo de 2009 por el cual la DGIRA autoriza de manera condicionada el cambio de diámetro del oleogasoducto que va de Ixtal - B a Ixtal - A de 20 a 30 pulgadas.

6. Primera notificación del proyecto “Plataformas de perforación Manik - A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0537.05 de fecha 4 de julio de 2005 por el cual la DGIRA se da por enterada del “Informe de Cumplimiento de Términos y Condicionantes” entregado por PEMEX.
7. Primera modificación al proyecto “Plataformas de perforación Manik - A e Ixtal - A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA/DG/1618/07 de fecha 7 de septiembre de 2007 por el cual la DGIRA autoriza de manera condicionada la instalación de una plataforma tetrápoda no tripulada (satélite), la perforación de 3 pozos, así como el tendido de 16 km de ductos.
8. Segunda modificación al proyecto “Plataformas de perforación Manik-A e Ixtal-A” (oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.0894/03) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DG.1929-08 de fecha 25 de junio de 2008 por el cual la DGIRA autoriza de manera condicionada el incremento de la longitud del gasoducto con origen en la Plataforma Ixtal - A y con destino en la Plataforma Abkatún - A de 14.2 km a 21 km y el aumento del número de pozos en la Plataforma Ixtal - B de 3 a 9 pozos.

Figura 20. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación Ixtal - Manik



Fuente: CNH.

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figura 20, el proyecto de explotación Ixtal - Manik se encuentra amparada parcialmente por los oficios resolutivos que PEMEX entrega como únicos para este proyecto. Existen áreas del proyecto que no cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT); el cual no se encuentra avalado ambientalmente.

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

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

- b) Es importante resaltar, que en el proyecto propuesto por PEMEX contempla la construcción e instalación de la estructura marina Ixtal -C, la cual tiene programada su inicio de construcción en el 2017 y se planea iniciar las gestiones para obtener su autorización ambiental durante el año 2014, por lo que esta Comisión solicita que una vez que se cuente con el permiso correspondiente, este sea enviado a la CNH.
- 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) La Comisión recomienda que PEMEX, en la documentación que remita a la Comisión señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación Ixtal - Manik, por lo que se recomienda que para

las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación que remita PEMEX una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Ixtal - Manik.

- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación del proyecto, un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) PEMEX debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Ixtal - Manik, no han sido excedidas.
- i) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice la documentación con la que cuenta esta autoridad con respecto al proyecto.
- j) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental, sin embargo, los oficios resolutivos resultan necesarios para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta, ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.
- k) Se recomienda a PEMEX que cumpla en tiempo y forma las condicionantes señaladas en los resolutivos correspondientes por parte de la autoridad ambiental, lo anterior para que no haya retrasos en la ejecución del proyecto.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto de explotación Ixtal - Manik 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 Ixtal - Manik está constituido por 2 campos: Ixtal y Manik. Ambos poseen yacimientos en el JSK, siendo éstos los más importantes de cada campo. En base a la información recibida junto al oficio SPE-743/2011 de fecha 22 de diciembre de 2011, la Comisión analizó el estado del modelo de estimación de producción de los yacimientos pertenecientes al proyecto de explotación Ixtal - Manik. Dicha información fue confirmada por el documento técnico del proyecto, donde se reportaron los mismos modelos.

La Tabla 12 presenta los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos pertenecientes al proyecto.

Tabla 12. Modelos de estimación de producción por yacimiento.

Campo	Yacimiento	Tipo de fluido producido	Modelo de estimación de producción
Ixtal	JSK	Aceite negro	Simulación numérica
Ixtal	KS-KM-KI	Aceite negro	Curvas de declinación
Manik	BTPKS	Aceite negro	Curvas de declinación
Manik	JSK	Aceite negro	Curvas de declinación

Fuente: CNH con datos de PEP

El yacimiento más importante del proyecto es Ixtal JSK con un aceite remanente de 858.7 mmb (a enero de 2012), dicho yacimiento posee reservas sustentadas por un modelo de simulación

numérica composicional. Dicho yacimiento posee la información adecuada para el modelo que se le aplica tanto en comportamiento de propiedades de los fluidos, historiales de producción y modelo estático.

El yacimiento Manik JSK posee información adecuada a su modelo de curvas de declinación. Por otro lado, los yacimientos Ixtal KS-KM-KI y Manik BTP-KS son yacimientos en una etapa inicial de explotación (para enero del 2012 no reportaron producción acumulada); por lo tanto, la información utilizada para la evaluación de sus volúmenes puede llegar a tener mucha incertidumbre.

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

Otro análisis realizado por la Comisión fue respecto a los volúmenes de reservas atribuidos a cada uno de los modelos de estimación de los yacimientos pertenecientes al proyecto de explotación Ixtal - Manik. Se analizó la magnitud de los volúmenes atribuidos a cada uno de los modelos para la reserva 2P para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente.

Los 4 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 128.4 mmb de reserva 1P, 209.5 mmb de reserva 2P y 251.5 mmb de reserva 3P de aceite; de los cuales 120.1 mmb para reserva 1P y 197.3 mmb para reserva 2P y 3P de aceite están sustentados con simulación numérica. La Tabla 13 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

Tabla 13. Reservas remanentes de aceite (mmb).

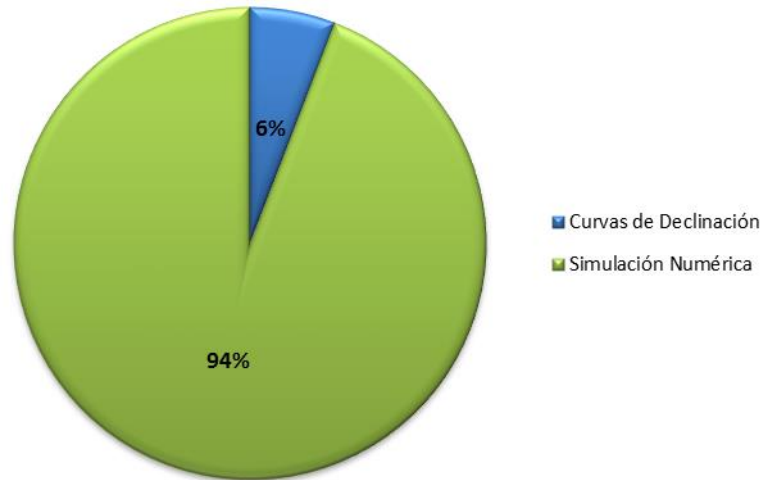
	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	8.30	12.20	54.20
Simulación numérica	120.10	197.30	197.30
Total	128.40	209.50	251.50

Fuente: CNH con datos de PEP

Las reservas de aceite del yacimiento Ixtal JSK aportan el 94% del total del proyecto, siendo el único con simulación numérica. Por otro lado, los yacimientos menores pertenecientes al

proyecto poseen únicamente el 6% de la reserva total de aceite atribuida al proyecto. La Figura 21 presenta la reserva 2P para aceite calculada con los diferentes modelos.

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



Fuente: CNH con datos de PEP

Para el caso del gas las tendencias son similares, dado que todo el gas de las reservas de proyecto son atribuidas a gas asociado. A los 4 yacimientos del proyecto se atribuye un total de 252 mmmpc de reserva 1P de gas, 319.9 mmmpc de reserva 2P de gas y 325.4 mmmpc de reserva 3P de gas; de los cuales 243 mmmpc de reserva 1P y 306.6 mmmpc de reserva 2P y 3P de gas están evaluados con simulación numérica en Ixtal JSK. La Tabla 14 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

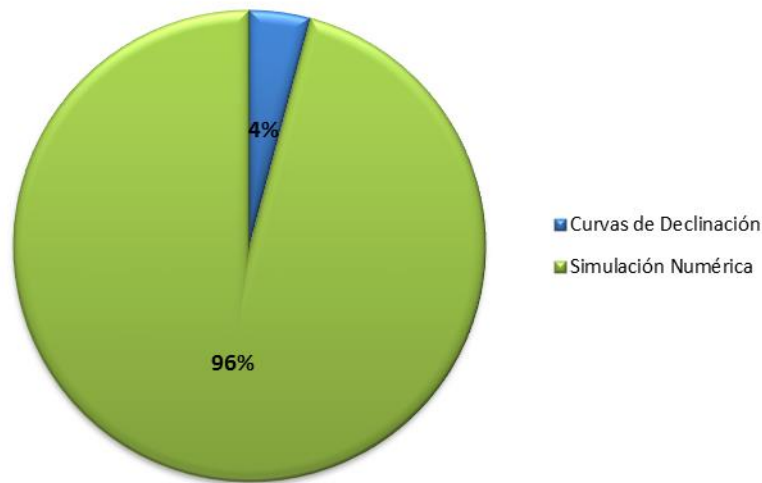
Tabla 14. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas natural		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	9.00	13.30	18.80
Simulación numérica	243.00	306.60	306.60
Total	252.00	319.90	325.40

Fuente: CNH con datos de PEP

Nuevamente los volúmenes del yacimiento Ixtal JSK demuestran su importancia en el proyecto abarcando el 96% del total de reserva remanente 2P de gas. La Figura 22 presenta la reserva 2P para gas calculada con los diferentes modelos.

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



Fuente: CNH con datos de PEP

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 4 yacimientos del proyecto de explotación Ixtal - Manik, 176.4 mmbpce corresponden a reserva 1P, 270.4 mmbpce a reserva 2P y 313.4 mmbpce a reserva 3P; de los cuales 166.4 mmbpce de reserva 1P y 255.7 mmbpce de reserva 2P y 3P están sustentados con simulación numérica dentro del yacimiento Ixtal JSK. La Tabla 15 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

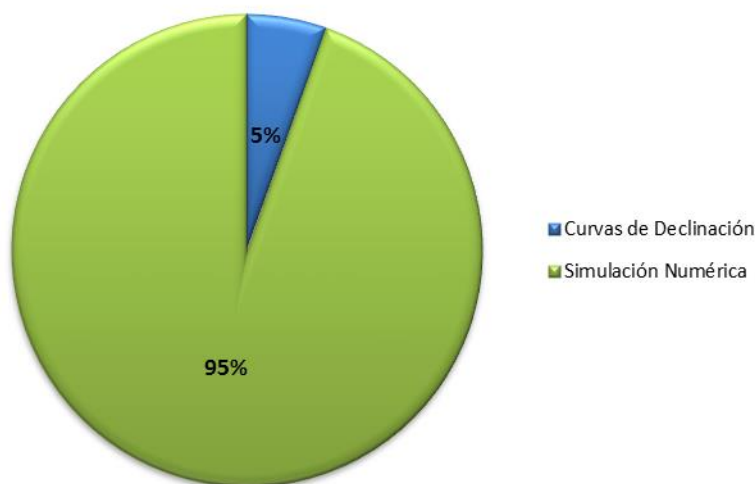
Tabla 15. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	10.00	14.70	57.70
Simulación numérica	166.40	255.70	255.70
Total	176.40	270.40	313.40

Fuente: CNH con datos de PEP

Para el petróleo crudo equivalente se presenta un comportamiento idéntico al de aceite, esto debido a los pocos yacimientos administrados en el proyecto y que todos producen el mismo tipo de fluido. El yacimiento Ixtal JSK demuestra su importancia siendo el único yacimiento con volúmenes sustentados con simulación numérica, dichos volúmenes superan el 90% del total del proyecto en cada tipo de reserva tanto en aceite, gas y petróleo crudo equivalente. La Figura 23 presenta la reserva 2P de petróleo crudo equivalente calculada con los diferentes modelos.

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



Fuente: CNH con datos de PEP

- **Evolución del modelo de estimación.**

La Comisión analizó la información de los yacimientos y algunas características específicas de ellos, y se realizaron recomendaciones respecto a la posible evolución de su modelo de estimación.

Los 3 yacimientos con curvas de declinación: Ixtal KS-KM-KI, Manik JSK y Manik BTP-KS se encuentran en litologías carbonatadas, ambos yacimientos de Manik reportaron ser dolomías; dada esta razón, la Comisión recomienda la evaluación de la factibilidad de la aplicación de un modelo de simulación numérica para dichos yacimientos.

Analizando la información técnica recibida junto al oficio SPE-743/2011 de los 3 yacimientos anteriores se determinó que Manik JSK posee una cantidad suficiente de información para poder evaluar sus volúmenes por medio de simulación numérica, posee un modelo estático completo, historiales de producción y con carencia en el conocimiento de la compresibilidad del gas, el cual puede ser obtenido por medio de una correlación.

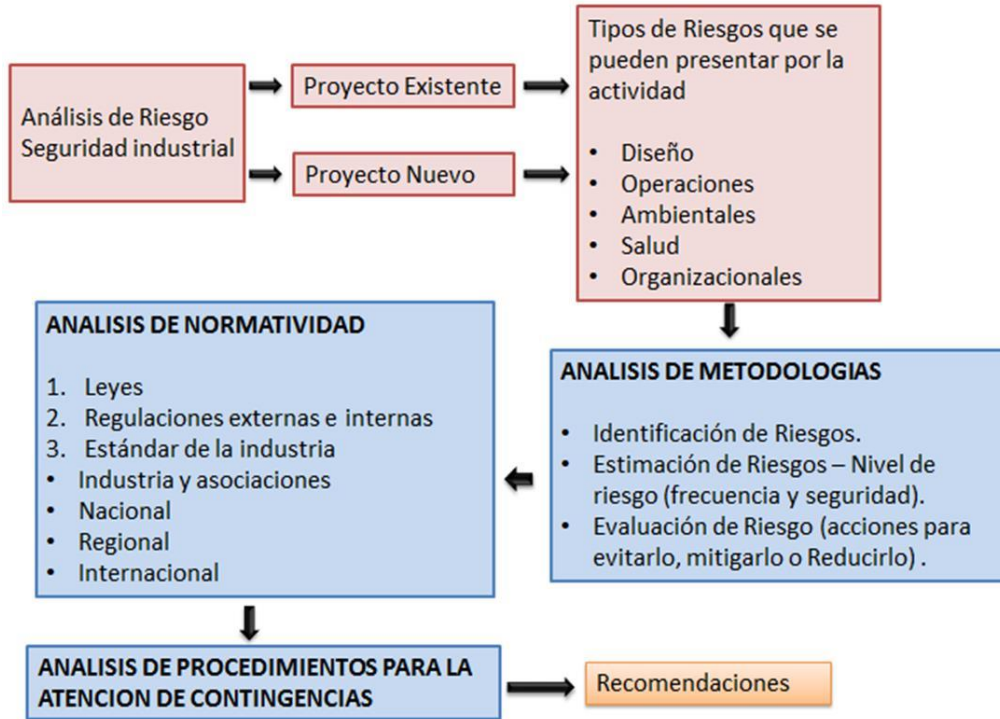
Por otro lado, Ixtal KS-KM-KI y Manik BTPKS poseen enormes carencias de información respecto a las propiedades de los fluidos, siendo recomendable un estudio PVT para cada uno. Para que ambos yacimientos puedan evolucionar a un modelo de balance de materia, es indispensable la obtención del comportamiento de las propiedades de los fluidos; si se planea llegar hasta un modelo de simulación; adicionalmente se requiere adquirir información para la construcción de un modelo estático completo, dado que ambos yacimientos poseen carencias de información en este rubro.

g) Condiciones necesarias de seguridad industrial

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones en materia de seguridad industrial, la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 24) en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Ixtal - Manik.

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

Figura 24. Procedimiento Seguridad Industrial.



Fuente: CNH

Se recomienda que PEMEX observe la seguridad industrial en el proyecto en función a una administración integral de la seguridad considerando los elementos presentados en la Figura 25.

Figura 25. Elementos a cuidar en la Seguridad Industrial.



Fuente: CNH

PEMEX comenta que los campos Ixtal y Manik desde el inicio de su explotación no cuentan con instalaciones propias para el manejo de su producción, y siempre ha sido dependiente de la infraestructura asociada al proyecto Caan y de acuerdo al análisis con visión integral, a partir de 2013 también será dependiente del proyecto Chuc, ya que requerirá de sus instalaciones para dar entrada a la operación del sistema de bombeo neumático (BN) para el campo Manik. El nuevo Proyecto Ixtal - Manik también compartirá sus instalaciones (Ixtal - A) con el campo Onel documentado en el Proyecto Integral Chuc.

Para el proyecto se tienen contempladas las actividades de perforación de pozos de desarrollo, pozos inyectores, reparaciones mayores, construcción e instalación de la estructura marina, el tendido de ductos para la ampliación de la red de BN al campo Manik; asimismo, las estrategias de operación y mantenimiento (reparaciones menores y estimulaciones) y el programa de mantenimiento de presión en el campo Ixtal por inyección de gas natural.

Las actividades señaladas, ocasionan largas horas de exposición de personal en trabajos de ejecución de obras, condiciones ambientales cambiantes entre otras, lo que genera un conjunto de riesgos con un nivel de impacto correspondiente, que para su identificación de los riesgos se debe hacer un análisis preliminar de identificación de los mismos bajo metodologías reconocidas en la industria.

PEMEX comenta que las operaciones y las instalaciones actuales y a desarrollar en el plan de explotación de los campos Ixtal y Manik, se han identificado los riesgos potenciales de las operaciones y las instalaciones actuales, y que con base en un estudio desarrollado en el año 2004 se obtuvo la identificación de los riesgos potenciales de los procesos mediante la aplicación de las técnicas de HAZOP y listas de Verificación, así mismo se dispone de una clasificación de acuerdo a su magnitud mediante la técnica de FRR (Facilty Risk Review).

Los riesgos principales identificados por PEMEX son: Por fallas en las operaciones por causas de equipos y/o humanas, como fallas en los sistemas de protección y de emergencia, incendio por

vapores o líquidos inflamables, emisiones de sustancias tóxicas (gas amargo: metano y ácido sulfhídrico), corrosión, condiciones ambientales prevalentes en el medio marino.

PEMEX comenta que su plan es mitigar estos riesgos del proyecto mediante la modernización de los equipos e instalaciones de acuerdo a los procesos operacionales, la aplicación de medidas de control de emisiones tóxicas y de prevención de riesgos, la revisión, actualización e instalación de sistemas de emergencias, programas de mantenimiento y pruebas no destructivas, programas de pruebas y calibración de instrumentos, válvulas y dispositivos de alarma, entrenamiento y capacitación del personal encargado de las operaciones y del mantenimiento, verificación y mantenimiento de los sistemas de protección contra incendios, el cumplimiento de las recomendaciones establecidas en el estudio de “Análisis de Riesgo a los Procesos del Complejo Marino de Producción Abkatún-D y sus Plataformas Satélites”.

- Las actividades a realizar en el proyecto, ocasiona un nivel de actividad importante, largas horas de exposición de personal en trabajos de ejecución de obras, condiciones ambientales cambiantes entre otras, lo que genera un conjunto de riesgos con un nivel de impacto correspondiente por lo que se recomienda una identificación y evaluación de riesgos efectiva involucrando diferentes factores de seguridad que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria, específicamente en las siguientes actividades:
 - Perforación de pozos de desarrollo e inyectores.
 - Reparaciones mayores.
 - Construcción e instalación de la estructura marina.
 - Tendido de ductos para la ampliación de la red de BN al campo Manik.
 - Reparaciones menores y estimulaciones.
 - Inyección de gas natural.

- La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEMEX debe contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.
- Se recomienda que con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos se lleve cabo una lista de detección de anomalías dando un seguimiento a la atención de las mismas revisando las métricas para su clasificación en función al área de trabajo y/o instalación, las cuales deben ser atendidas conforme a su frecuencia y severidad.
- Se recomienda realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presentan los principales riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras que no se habían realizado con anterioridad.
- La Comisión recomienda revisar que sean homogéneos los procesos de seguridad industrial de los proyectos: Integral Caan, Integral Chuc y las instalaciones del campo Onel, debido a la interacción que existe con ellos.
- 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.

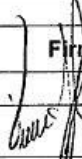
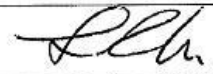
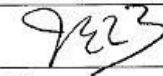
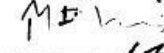
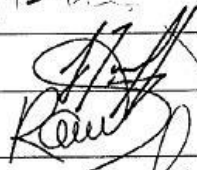
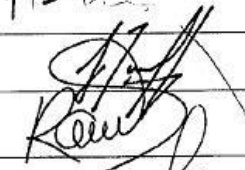



Proyectos de explotación: Veracruz e Ixtal Manik.

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 9 de octubre de 2012, se presentaron los proyectos Integral Veracruz e Ixtal-Manik 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 Integral Veracruz e Ixtal-Manik.

	Nombre	Organismo	Firma
Copresidentes			
1.	José Luis López Espinosa	DCF	
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
Vocales			
3.	Luis Ramos Martínez (suplente) Gustavo Hernández García (titular)	PEP	
4.	Jorge Zacauala Peralta (suplente) Guillermo Ruiz Gutiérrez (titular)	PREF	
5.	Moisés Orozco García	PGPB	
6.	Jaime Gabriel Toral y Garibay (suplente) Manuel Sánchez Guzmán (titular)	PPQ	
7.	Rafael Francisco Salgado Pérez (suplente) Guadalupe Merino Bañuelos (titular)	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.	César A. Conchello Brito	DG	

1. Antecedentes

El Proyecto de Producción Ixtal Manik está integrado por 2 campos: Ixtal y Manik.

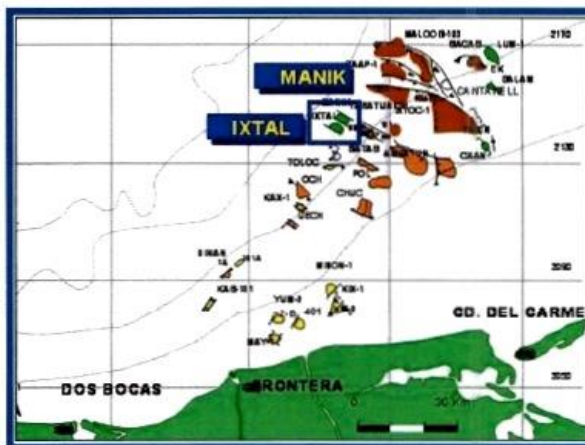
El Campo Ixtal es productor de aceite y gas en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) a una profundidad de 4,450 mvbnm, se descubrió en junio de 1993 con la perforación del pozo Ixtal-1, inició su producción en Junio del 2005 con el pozo Ixtal-2. Históricamente la producción inicial por pozo en el Campo Ixtal ha estado variando entre 20 y 30 MBPD de aceite. El aceite producido es ligero de 31 °API, proveniente de rocas dolomías con fracturas.

El Campo Manik, actualmente productor de aceite y gas en el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) a una profundidad de 4,210 mvbnm, fue descubierto en 1996 con la perforación del pozo exploratorio Manik 1, inició su producción en Mayo de 2006 con el pozo Manik-15, el aceite producido es ligero de 32 °API. Este yacimiento actualmente se encuentra en etapa de declinación. La Brecha del Paleoceno (BP) a nivel del Campo Manik es un yacimiento de aceite y gas. Su plan de explotación se ha definido basándose en la analogía de los campos cercanos, específicamente Batab y Ku (RMNE).

Actualmente el proyecto cuentan con una producción promedio en este año 2012 de 100 MBD de aceite y 192 MMPCD de gas, con 14 pozos operando.

2. Ubicación

Los campos que conforman el Proyecto Ixtal-Manik geográficamente se ubican en la plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 143 Km al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en el Municipio de Paraíso Tabasco, y a 80 Km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche; en tirantes de agua entre 70 y 81 m.



3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 158 MMB de aceite y 318 MMMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 41,163 MM\$ y obtener una mayor rentabilidad económica. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 7 pozos productores y 2 pozos inyectores, 7 reparaciones mayores, 16 reparaciones menores, 70 estimulaciones a pozos, construcción e instalación de la estructura marina Ixtal-C y el tendido de 3.6 km de ductos de 8" de Taratunich-TH a Manik-A, para la ampliación de la red de BN al campo Manik; asimismo, las estrategias de operación y mantenimiento de pozos-instalaciones y el programa de mantenimiento de presión en el campo Ixtal por inyección de gas natural.

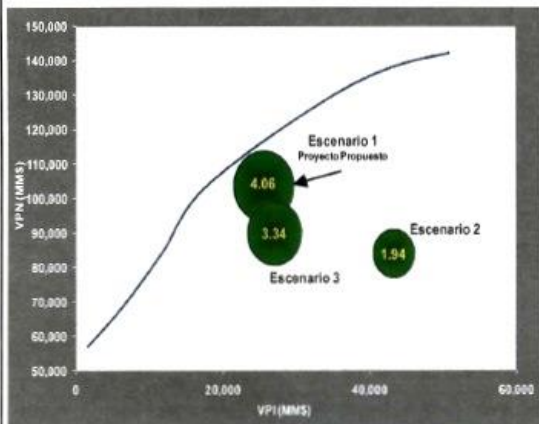
El Proyecto Ixtal Manik surge como proyecto nuevo por su separación del Programa Estratégico de Gas.

4. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas asociadas al proyecto son:

Reservas Oficiales Remanentes (1 de enero de 2012)						Factor de Recuperación de Aceite (%)		Factor de Recuperación de Gas (%)	
Aceite (MMB)			Gas (MMMPC)			@ 1/01/2012	Final@2034	@ 1/01/2012	Final@2034
1P	2P	3P	1P	2P	3P				
128	209	251	252	320	325	18	36	22	39

5. Evaluación y selección del escenario



Escenario 1 (Escenario Propuesto)

- Considera la perforación de 7 pozos productores y 2 dos inyectores.
- 7 reparaciones mayores (incluye 3 CBN).
- La construcción e instalación de una estructura marina (Ixtal-C), dos estructuras adosadas y un ducto de 8" x 3.6 km para la inyección de gas de BN en el campo Manik.
- 2 compresores para la inyección de gas

Escenario 2

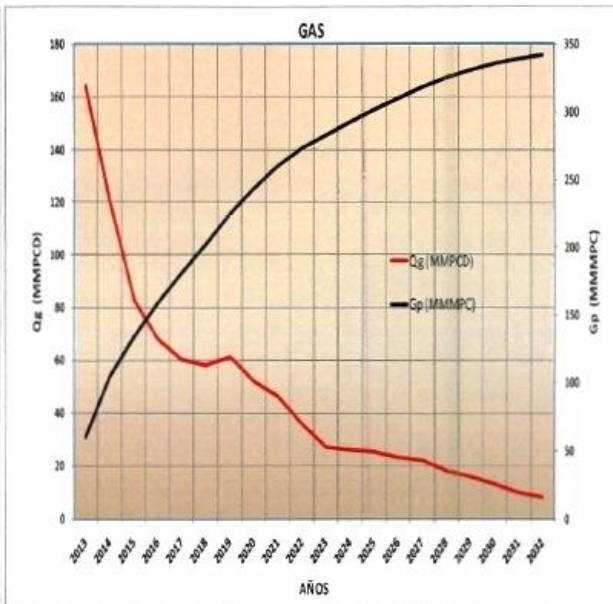
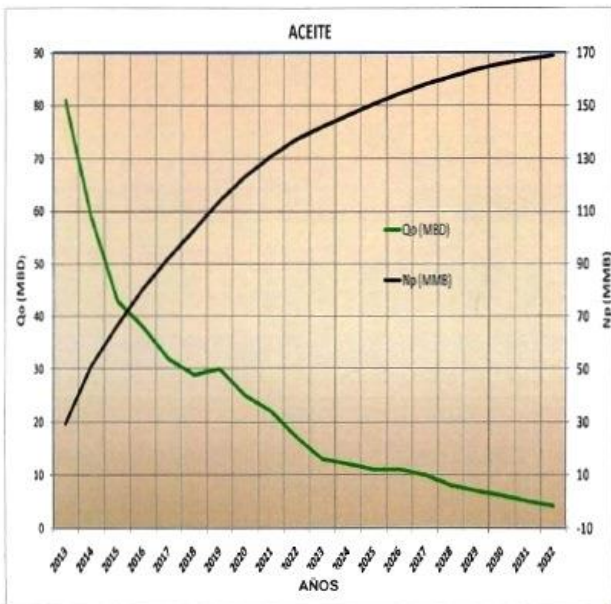
- Considera la perforación de 9 pozos (más dos pozos inyectores).
- 7 reparaciones mayores (incluye 3 CBN).
- Contempla la construcción e instalación de dos estructuras adosadas, 89 km de ductos para inyección de nitrógeno en el campo Ixtal y 8" x 3.6 km de ductos para inyección de gas de BN en el campo Manik, así como 2 compresores para la inyección de gas.
- El nitrógeno a inyectar en Ixtal-A se traerá por el ducto de 89 km desde la planta de generación Costero.

Escenario 3

- Considera la perforación de 11 pozos de desarrollo más dos pozos inyectores.
- 7 reparaciones mayores (incluye 3 CBN).
- Contempla la construcción e instalación de una estructura marina (Ixtal-C), dos estructuras adosadas y 8" x 3.6 km de ductos para inyección de gas de BN en el campo Manik.
- Los equipos de tratamiento de agua y de compresión se instalarán en Ixtal-C.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013-2027.



Handwritten signature

Handwritten signature

7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Estimación del Volumen Original de Hidrocarburos. (Levantamiento sísmico, reinterpretación de la sísmica existente y modificar los rangos de las variables involucradas en el cálculo de los volúmenes).
2. Técnico: Análisis del comportamiento de flujo vertical entre las unidades geológicas. (Realizar pruebas de interferencia y formación, así como consolidar el modelo de fractura).
3. Técnico: Diseños inadecuados de terminación y acotamiento de la vida productiva del pozo en general. (Toma de información: aforos representativos de manera cotidiana, pruebas de Presión-Producción de los pozos, al menos 2 veces al año).
4. Ambiental: Daño a personas e instalaciones y afectación de la producción por fenómenos meteorológicos. (Mantener monitoreo continuo de condiciones meteorológicas para, en caso necesario aplicar el plan de emergencias de huracanes).
5. Ambiental: Control de emisión de gases invernadero y daños al medio ambiente. (Realizar estudios de control de emisiones, analizar uso de CO₂ para inyectar al yacimiento).

8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

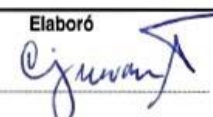
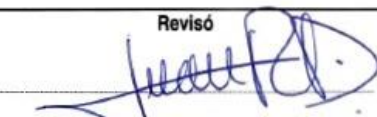

Actividad pozos	Proyecto Propuesto (2013-2027)	Obras Nuevas	Proyecto Propuesto (2013-2027)
Pozos Productores	7	Ductos	1
Pozos Inyectores	2	Estructura tipo octápodo	1
Reparaciones Mayores	7	Estructura adosada	2
Reparaciones Menores	16	Compresores para inyección de gas	2

9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos (2013-2027)	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPI (MM\$)	25,283	25,283
VPN (MM\$)	101,655	11,041
VPN/VPI (\$/\$)	4.02	0.44

10. Resultado del Dictamen

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

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

Se realizó un comparativo entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) por parte de PEMEX, Tabla 16, respecto a los proyectos enviados a esta Comisión para emitir un dictamen, denominados como nuevos o de modificación sustantiva.

Tabla 16. Comparativo Cédula vs. DSD3.

	Unidades	PEMEX	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	41,163	42,566	3%
Gasto de Operación	mmpesos	ND	12,854	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	158	169	7%
Reservas a recuperar Gas 2P	mmpc	318	342	7%
Horizonte		2013-2027	2013-2034	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	7	7	0%
Pozos Inyectores	núm.	2	2	0%
Rep. Mayores	núm.	7	7	0%
Rep. Menores	núm.	16	16	0%
Ductos	núm.	1	1	0%
VPN (antes impuestos)	mmpesos	101,655	103,575	2%
VPI (antes impuestos)	mmpesos	25,283	25,484	1%
VPN (después impuestos)	mmpesos	11,041	11,473	4%
VPI (después impuestos)	mmpesos	25,283	24,484	1%

Fuente: CNH con datos de PEP

Se puede observar que para el proyecto Ixtal - Manik existen variaciones marginales entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX, destacando los volúmenes a recuperar y los indicadores económicos. Sin embargo, existe una considerable diferencia en los horizontes del proyecto.

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, es conveniente que PEMEX proponga sus propias métricas para contar con mecanismos más completos para la evaluación de la eficiencia operativa.

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

PROYECTO IXTAL- MANIK

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)	3,307	4,559	5,648	3,535	5,261	20,257	42,567	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,391	1,028	660	666	563	8,546	12,854	10
Qo Promedio.	(mbpd)	81	59	43	38	32	-	169 (mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Considera la explotación del yacimiento bajo un esquema de comportamiento primario, mediante la reparación mayor de tres pozos y la perforación y terminación de 2 pozos de desarrollo del campo Ixtal, así como la reparación mayor de 2 pozos en el campo Manik.								
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)	0	2	3	2	0	0	7	NA
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	0	0	2	1	0	4	7	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$/)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$/)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

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

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

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

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

Estrategia de explotación

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

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

2. Aclarar los planes de taponamiento y abandono presentados, especificando los años donde se planea realizar la mayoría de los mismos, dado que en el documento presentado a la Comisión no se desglosa el periodo 2022-2034, que es donde se programan todos los taponamiento y abandono de ductos y plataformas del proyecto.

Reservas

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

Geociencias

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

Ingeniería de Yacimientos

7. Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
8. Analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen a los campos o formaciones productoras del proyecto, lo anterior, a fin de incrementar la reserva del proyecto.
9. Contar con modelos de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de estos procesos, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gases miscibles en las formaciones productoras donde aplique. En el caso de las formaciones naturalmente fracturadas, los modelos de simulación deben replicar fielmente el comportamiento de flujo en un yacimiento naturalmente fracturado. Lo anterior, en virtud de que la Comisión considera que en las áreas del proyecto donde sea viable la aplicación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
10. Para 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 posean sus volúmenes sustentados con un modelo de simulación numérica.
11. Cada modelo de estimación, analiza diferente tipo de información y es aplicable para 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 ambientales

12. Es importante resaltar, que en el proyecto propuesto por PEMEX contempla la construcción e instalación de la estructura marina Ixtal - C, la cual tiene programada su inicio de construcción en el 2017 y se planea iniciar las gestiones para obtener su autorización ambiental durante el año 2014, por lo que esta Comisión solicita que una vez que se cuente con el permiso correspondiente, este sea enviado a la CNH.

Aspectos económicos

13. PEMEX debe documentar de manera consistente la información del proyecto ante la Comisión y las cédulas entregadas al Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX. Además, se sugiere que en esta última se incluya como dato informativo al gasto de operación, sobre todo si es muy similar al de las inversiones.

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 Ixtal - Manik 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.