

Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Costero Terrestre (Nuevo)

JULIO 2013

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	8
A) UBICACIÓN.....	8
B) OBJETIVO	9
C) ALCANCE.....	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN	14
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS	16
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	19
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	19
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL	19
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	33
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS	35
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	38
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	40
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS.....	40
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	42
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	53
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	55
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS	60
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	65
VII. OPINIÓN DE LA MIP	69
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	76
A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA	77
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....	78
X. OPINIÓN A SENER	84

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

El proyecto de explotación Costero Terrestre desarrollado por el Activo Macuspana-Muspac, fue parte del Proyecto “Programa Estratégico de Gas”, el cual derivado de la desintegración de este proyecto se está proponiendo como un proyecto nuevo.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

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

1. Oficio SPE- GEEC-73-2013 recibido en esta Comisión el 27 de marzo de 2013, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que esa dependencia remite información relacionada con los proyectos de explotación Lankahuasa y Costero Terrestre, 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.035.2013, recibido en esta Comisión el 9 de abril de 2013, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Sener envía información relacionada a los proyectos de explotación Lankahuasa y Costero Terrestre, la cual es la misma que se remitió en el oficio citado anteriormente.
3. Oficio D00.-SE.-146/2013, de fecha de 10 de abril de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP información adicional de los proyectos de explotación Lankahuasa y Costero Terrestre.
4. Oficio SPE-GEEC-103/2013, recibido en esta Comisión el 16 de mayo de 2013, por el que la Gerencia de Estrategia y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP envía información adicional del proyecto de explotación Costero Terrestre.

5. Oficio D00.-SE.-261/2013, recibido en Pemex el 20 de junio de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP precisiones del alcance técnico sobre la información del proyecto.

6. Oficio GEEC-158-2013, recibido en esta Comisión el 04 de julio de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información aclarando las precisiones de alcance sobre el proyecto de explotación Costero Terrestre.

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, mediante oficio SPE-GEEC-73-2013 y oficio SPE-GEEC-103/2013, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Costero Terrestre. 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. En el capítulo IX se señala lo que la Comisión consideró para la emisión del dictamen.

a) Ubicación

El proyecto de explotación Costero Terrestre está ubicado a 17 km al Noreste de Frontera, Tabasco. Tiene una extensión aproximada de 1,343.12 km², dentro del Estado de Tabasco y Campeche, ubicándose entre los municipios de Centla en Tabasco y del Carmen en Campeche. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto. El proyecto Costero Terrestre está formado por los campos Costero y Ribereño.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Costero Terrestre.



Fuente: CNH con datos de PEP

b) Objetivo

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto Costero Terrestre tiene como objetivo recuperar una producción de 40 millones de barriles de aceite súper ligero de 47 °API y 581 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2013-2039, con una inversión de 10,844 millones de pesos.

c) Alcance

El proyecto de explotación Costero Terrestre contempla perforar 7 pozos de desarrollo, de los cuales dos son pozos delimitadores, así como 6 reparaciones mayores, la construcción de una Batería Modular de separación, de un oleogasoducto marino, líneas de descarga, cabezales, así como actividades necesarias para la eficiente operación de las instalaciones de producción e infraestructura general.

Para el desarrollo del proyecto, PEMEX analizó y evaluó tres alternativas. Es importante señalar que la información proporcionada para cada una de las alternativas fue presentada para el periodo 2013-2039.

Alternativa 1. Agotamiento Natural mediante el establecimiento de plataformas de producción y desarrollo del campo Ribereño.

Costero: *Explotación del Cretácico Medio, con administración del yacimiento mediante el establecimiento de plataformas de producción de 170 mmpcd de gas y con la optimización de instalaciones superficiales reduciendo la contrapresión de 110 a 30 kg/cm², lo cual se logrará con la construcción e instalación de una Batería modular de separación y sistema de compresión. Perforación de 1 pozo con objetivo al Cretácico Superior, así como realización de 6 reparaciones mayores al mismo objetivo (KS) y 3 reparaciones menores, Se instalaran sargas de velocidad a partir de 2015 para contrarrestar la carga de líquidos en la tubería. Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se incluye la instalación de una Batería modular en Costero, se enviará el condensado a la plataforma May B y el gas a la Batería Luna.*

Ribereño: Perforación de 2 pozos delimitadores los cuales dará certidumbre para la perforación de 4 pozos de desarrollo de alcance extendido con terminación de tubería ranurada con objetivo Cretácico Medio. Dichos pozos serán perforados desde el cabezal Ribereño 1, y fluirán de manera natural con una contrapresión de 30 kg/cm². Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se contempla la construcción de un oleogasoducto de 12" de diámetro por 11 km que se conectará con la Batería modular Costero.

Alternativa 2. Agotamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción, desarrollo del campo Ribereño, y mantenimiento de presión mediante la inyección de gas en Costero.

Costero: Explotación del Cretácico Medio, con administración del yacimiento mediante el establecimiento de plataformas de producción de 170 mmpcd de gas y con la optimización de instalaciones superficiales reduciendo la contrapresión de 110 a 30 kg/cm², lo cual se logrará con la construcción e instalación de una Batería modular de separación y sistema de compresión. Perforación de 1 pozo con objetivo al Cretácico Superior, así como realización de 6 reparaciones mayores al mismo objetivo y 3 reparaciones menores. Adicionalmente se prevé reinyectar gas de formación, para lo cual se requiere perforaran tres pozos para inyectar 60 mmpcd. Se instalaran sartas de velocidad a partir de 2016 para contrarrestar la carga de líquidos en la tubería. Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se incluye la instalación de una Batería modular de separación en el campo Costero, se enviará el condensado a la plataforma May B y el gas a la Batería Luna.

Ribereño: Perforación de dos pozos delimitadores los cuales dará certidumbre para la perforación de 4 pozos de desarrollo de alcance extendido con terminación de tubería ranurada con objetivo Cretácico Medio. Dichos pozos serán perforados desde el cabezal Ribereño 1, y fluirán de manera natural con una contrapresión de 30 kg/cm². Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se contempla la construcción de un oleogasoducto de 12" de diámetro por 11 km que se conectará con Batería modular de separación Costero.

Alternativa 3. Agotamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción, desarrollo del campo Ribereño, y mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno en Costero.

Costero: Explotación del Cretácico Medio, con administración del yacimiento mediante el establecimiento de plataformas de producción de 170 mmpcd de gas y la optimización de instalaciones superficiales reduciendo la contrapresión de 110 a 30 kg/cm², lo cual se logrará con la construcción e instalación de una Batería modular de separación y sistema de compresión. Perforación de un pozo con objetivo al Cretácico Superior, así como realización de seis reparaciones mayores al mismo objetivo y tres reparaciones menores. Adicionalmente se prevé inyectar N₂, para lo cual se perforaran tres pozos inyectores y se rentará un servicio de generación de N₂, con capacidad de 60 mmpcd. Se instalarán sargas de velocidad a partir de 2016 para contrarrestar la carga de líquidos en la tubería. Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se incluye la instalación de una Batería modular de separación en Costero, que enviará el condensado a la plataforma May B y el gas a la Batería Luna.

Ribereño: Perforación de dos pozos delimitadores los cuales dará certidumbre para la perforación de 4 pozos de desarrollo de alcance extendido con terminación de tubería ranurada con objetivo Cretácico Medio. Dichos pozos serán perforados desde el cabezal Ribereño 1, y fluirán de manera natural con una contrapresión de 30 kg/cm². Respecto al manejo y transporte de los fluidos, se contempla la construcción de un oleogasoducto de 12" de diámetro por 11 km que se conectará con la Batería modular de separación Costero.

Para la jerarquización de los escenarios y determinación del escenario a proponer, se construyó la frontera de eficiencia, integrando los resultados de la evaluación técnico- económica de los escenarios evaluados en función de los indicadores económicos Valor Presente Neto y desviación estándar de VPN, Tabla 1.

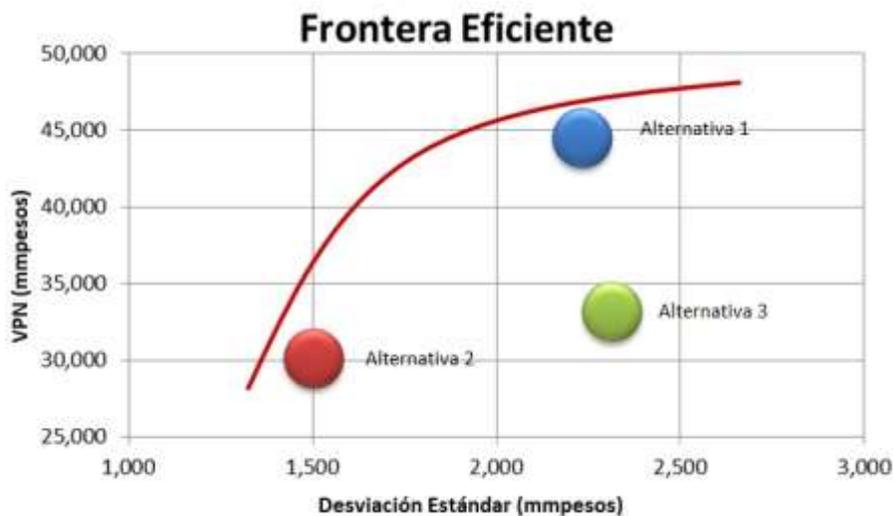
Tabla 1. Resumen de los resultados de la evaluación técnico-económica de los escenarios.

	VPN (mmpesos)	Desviación Estándar (mmpesos)	Riesgo Cualitativo	Riesgo Ajustado
Escenario 1	44,414	2,236	1.77	3,957
Escenario 2	30,061	1,503	1.89	2,840
Escenario 3	33,084	2,315	1.92	4,444

Fuente: PEP

La frontera de eficiencia para el Valor Presente Neto se muestra en la Figura 2, de acuerdo a estos resultados los escenarios que demarcan la frontera de eficiencia del VPN son el de agotamiento natural (alternativa 1) y el escenario de inyección de Nitrógeno (alternativa 3). La opción 1 que contempla agotamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción y desarrollo del campo Ribereño, se seleccionó como caso ganador ya que tiene un VPN mayor con respecto al escenario 2 y 3 con una diferencia positiva de 14,353 y 11,330 mmpesos respectivamente, con respecto a la diferencia de la desviación estándar del VPN es de 733 y 79 mmpesos respectivamente.

Figura 2. Frontera de Eficiencia del Valor Presente Neto.



Fuente: PEP

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

En la Tabla 2 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1,

Tabla 2. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2013	17.08	173.37
2014	17.84	209.86
2015	16.74	227.91
2016	13.86	215.62
2017	11.16	194.53
2018	8.71	165.96
2019	6.71	136.16
2020	4.96	103.57
2021	3.19	57.32
2022	2.14	31.59
2023	1.56	19.28
2024	1.21	13.79
2025	1.00	11.02
2026	0.82	8.59
2027	0.67	6.91
2028	0.50	4.98
2029	0.31	2.83
2030	0.22	1.72
2031	0.18	1.37
2032	0.16	1.17
2033	0.14	1.00
2034	0.12	0.86
2035	0.11	0.73
2036	0.09	0.63
2037	0.08	0.54
2038	0.07	0.46
2039	0.03	0.21
Total	40.03 (mmb)	581.07 (mmpc)

Fuente: PEP

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2039 del proyecto Costero Terrestre es de 10,844 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 12,797 millones de pesos, como se describe en la Tabla 3.

Tabla 3. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión	Gastos de operación
2013	2,586	1,610
2014	1,840	1,843
2015	3,379	2,034
2016	1,145	1,800
2017	241	1,560
2018	234	1,306
2019	179	983
2020	187	532
2021	180	285
2022	166	212
2023	129	194
2024	154	152
2025	122	114
2026	123	87
2027	80	59
2028	27	26
2029	11	1
2030	23	0
2031	8	0
2032	3	0
2033	3	0
2034	3	0
2035	3	0
2036	3	0
2037	3	0
2038	3	0
2039	9	0
Total	10,844	12,797

Fuente: PEP

e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y factores de recuperación de gas y aceite del 1 de enero 2012 perteneciente a los yacimientos del proyecto de explotación Costero Terrestre.

Tabla 4. Volumen original 3P y factores de recuperación de aceite y gas.

	Volumen original 3P		1P		2P		3P	
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Fro (%)	Frg (%)	Fro (%)	Frg (%)	Fro (%)	Frg (%)
Costero (KM)	111.9	867.97	51.8	78.5	51.8	78.5	51.8	78.5
Costero (KS)	8.73*	43.46*	0.0	0.0	21.8	21.8	21.8	21.8
Ribereño (KM)	44.87*	329.88*	0.0	0.0	36.9	48.8	43.8	57.2

Fuente: PEP

* Valor probabilístico P50

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

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

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

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

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los yacimientos del proyecto de explotación Costero Terrestre se muestran en la Tabla 5.

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

Yacimientos	1P		2P		3P	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Costero (KM)	30.99	481.26	30.99	481.26	30.99	481.26
Costero (KS)	0.00	0.00	1.85	7.04	1.85	7.04
Ribereño (KM)	0.00	0.00	9.72	109.00	24.54	271.46
Total	30.99	481.26	42.56	597.30	57.38	759.82

Fuente: PEP

f) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 103.03 dólares por barril (usd/barril) para el aceite y 4.88 dólares por millar de pie cúbico (usd/mpc) para el gas.

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

En el horizonte 2013-2039, el proyecto de explotación Costero Terrestre requiere una inversión de 10,844 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 88,868 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 12,797 millones de pesos.

El modelo de evaluación del estudio permite determinar los indicadores económicos para el perfil de producción base, incremental, total así como la aplicación de impuestos a PEMEX por fiscalización considerando cada uno de los derechos estipulados por el estado.

La Tabla 6 muestra las estimaciones de la inversión, gasto de operación, ingresos y flujo de efectivo del proyecto.

Tabla 6. Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (mmpesos).

Año	Gasto de Operación	Inversión	Ingresos	Flujo de efectivo
2013	1,610	2,586	12,139	7,944
2014	1,843	1,840	13,333	9,650
2015	2,034	3,379	13,214	7,801
2016	1,800	1,145	11,585	8,640
2017	1,560	241	9,777	7,975
2018	1,306	234	7,953	6,414
2019	983	179	6,318	5,155
2020	532	187	4,747	4,027
2021	285	180	2,835	2,370
2022	212	166	1,744	1,366
2023	194	129	1,187	864
2024	152	154	896	590
2025	114	122	730	494
2026	87	123	587	377
2027	59	80	480	341
2028	26	27	355	302
2029	1	11	215	203
2030	0	23	143	120
2031	0	8	118	110
2032	0	3	103	100
2033	0	3	89	86
2034	0	3	78	75
2035	0	3	68	65
2036	0	3	59	56
2037	0	3	51	48
2038	0	3	45	42
2039	0	9	21	12
Total	12,797	10,844	88,868	65,227

Fuente: PEP

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

Tabla 7. Indicadores económicos.

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	44,414	5,321	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	8,507	8,507	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	5.22	0.63	peso/pesos

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 44,414 millones de pesos y de 5,321 millones de pesos después de impuestos.

V. Emisión del dictamen

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

a) Revisión documental

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

b) Suficiencia documental

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

Aspectos de explotación	Suficiente	Observaciones
I. Resumen Ejecutivo		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	Sí	
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	Sí*	
III. Introducción		
Introducción:	Sí*	
IV. Motivo y justificación del proyecto		
Motivo y justificación del proyecto:	Sí	
V. Efectos de no realizarse el proyecto		
Efectos de no realizarse el proyecto:	Sí	
VI. Objetivo y alcance del proyecto		
Objetivo y alcance del proyecto:	Sí	
VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos		

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

7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
8. Tiempos de perforación y terminación:	Sí	
9. Costos de perforación y terminación:	Sí	
c. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:	Sí	
d. Ingeniería básica de instalaciones		
1. Redes de recolección, distribución, inyección y transporte:	Sí	
2. Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas:	Sí	
3. Plantas auxiliares:	Sí	
4. Tratamiento y acondicionamiento de agua:	Sí	
5. Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega:	Sí	
6. Estimados de costos:	Sí	
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
8. Automatización integral subsuelo superficie:	Sí	
e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura		
Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:	Sí	
f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie		
Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie	Sí	
g. Plan de mitigación de riesgos		
Plan de mitigación de riesgos:	Sí	
h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono		
Plan de desincorporación de activos y/o abandono:	Sí	
i. Planes detallados para la administración		
Planes detallados para la administración:	Sí	
j. 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:	Sí	
XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación		
a. Estructura de precios:	Sí	
b. Consideraciones y premisas:	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	
e. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:	Sí	
XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental		
a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas:	Sí*	
b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica	Sí*	
c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:	Sí*	
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	Sí*	
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:	No	Se requiere mayor justificación, ya que argumentan que no aplica al proyecto.
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) :	Sí*	
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	
XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	

XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (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	

** Información adicional recibida en el oficio SPE-GEEC-103/2013, recibido el 16 de mayo de 2013.*

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 3 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.

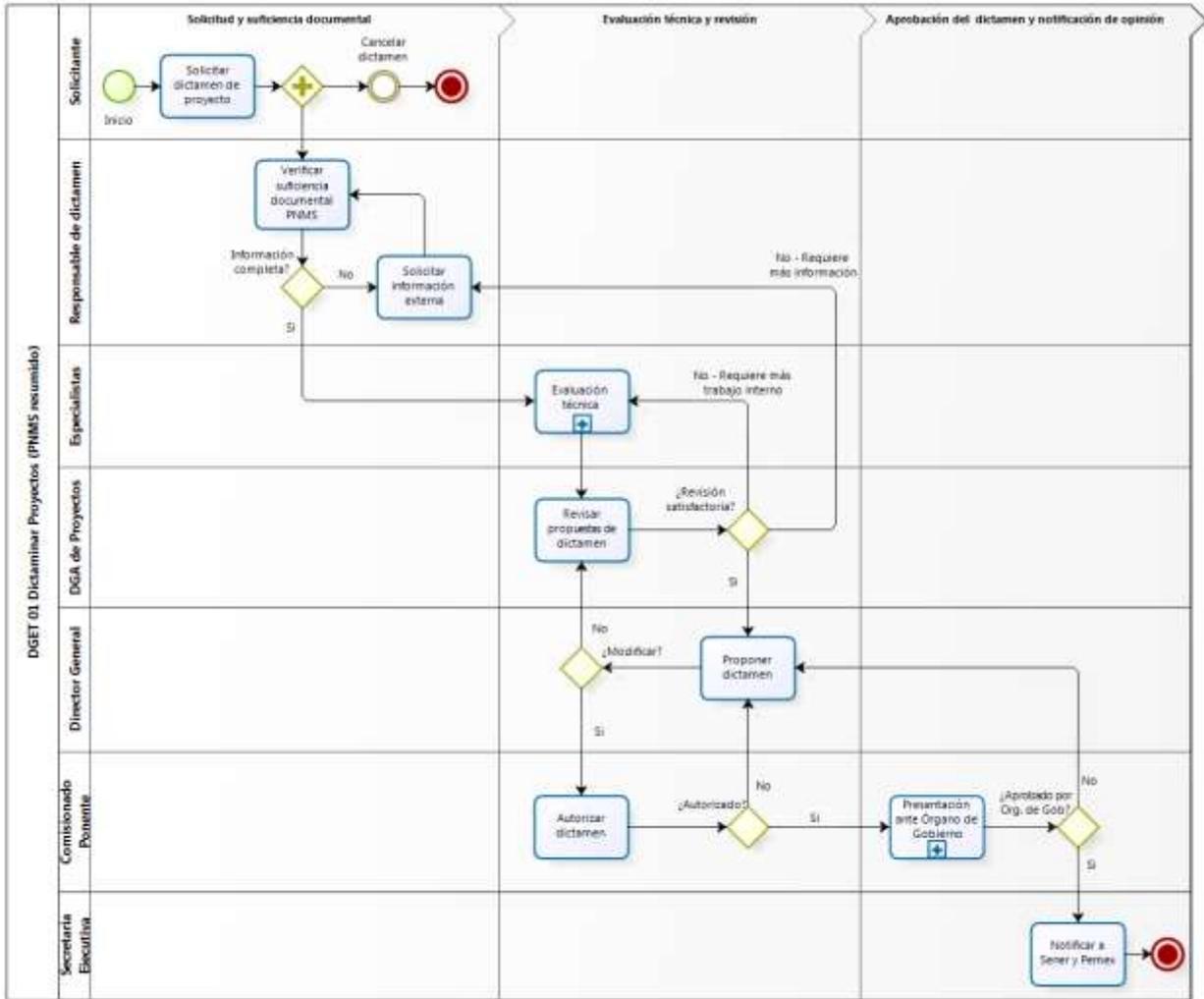
Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros 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 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 3. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Fuente: CNH

VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

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

a) Reservas

A continuación se presentan los comentarios de la CNH correspondientes a las reservas de hidrocarburos del proyecto Costero Terrestre.

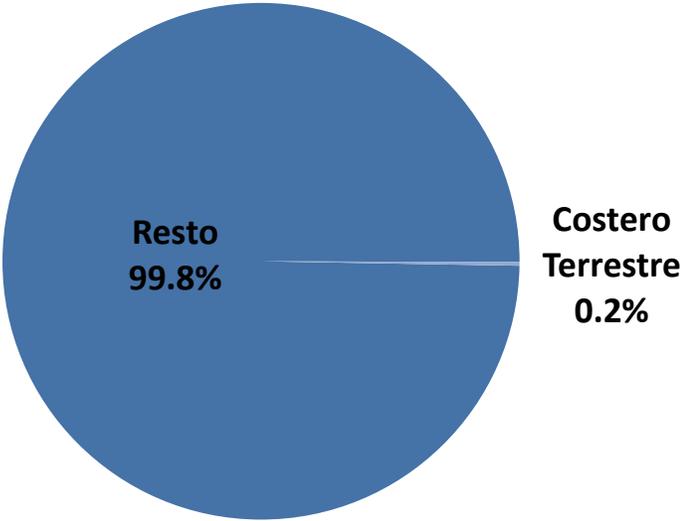
- i. Las reservas 2P de aceite para el proyecto Costero Terrestre representan el 0.2% de las reservas totales de aceite a nivel nacional y las reservas 2P de gas para el proyecto representan el 1.7% de las reservas totales de gas nacional. Para el escenario de explotación propuesto del proyecto Costero Terrestre (horizonte 2013-2039) el volumen a recuperar de aceite representa el 0.2% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional y el volumen a recuperar de gas representan el 1.7% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 8 y en las Figuras 4 a 7.

Tabla 8. Comparativo de participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Costero Terrestre en las reservas del país.

Participación Nacional	Aceite	Gas	Volumen de aceite (mmb)	Volumen de gas (mmpc)
Reservas proyecto	0.2%	1.7%	42.6	597.3
Alternativa propuesta	0.2%	1.7%	40.0	581.0

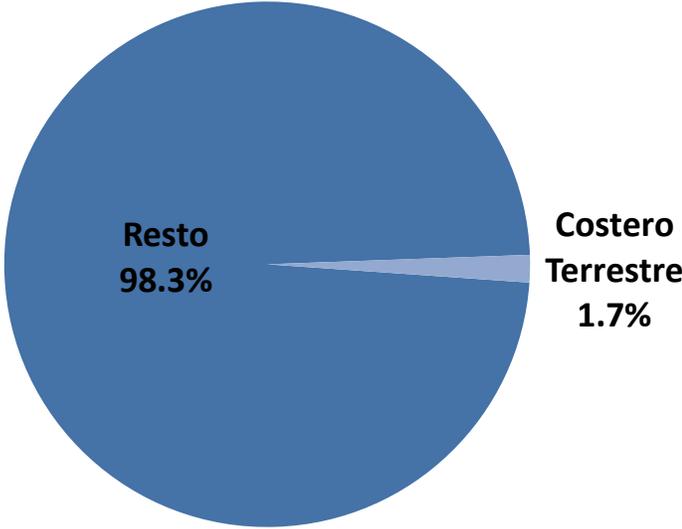
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 4. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Costero Terrestre en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



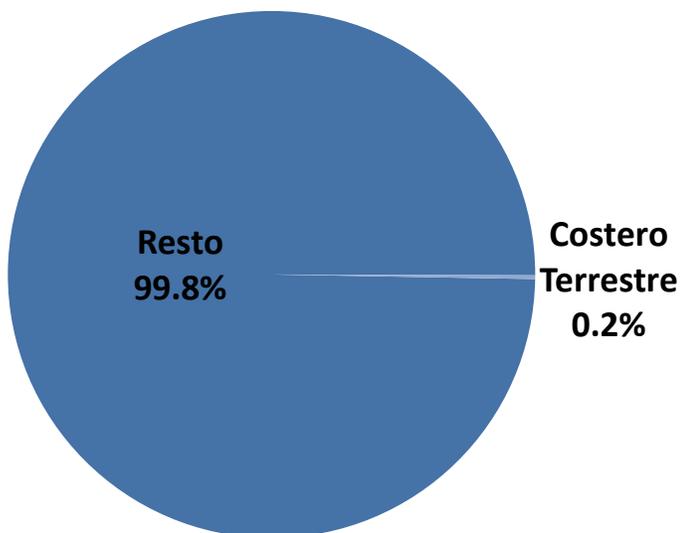
Fuente CNH con datos de PEP

Figura 5. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Costero Terrestre en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



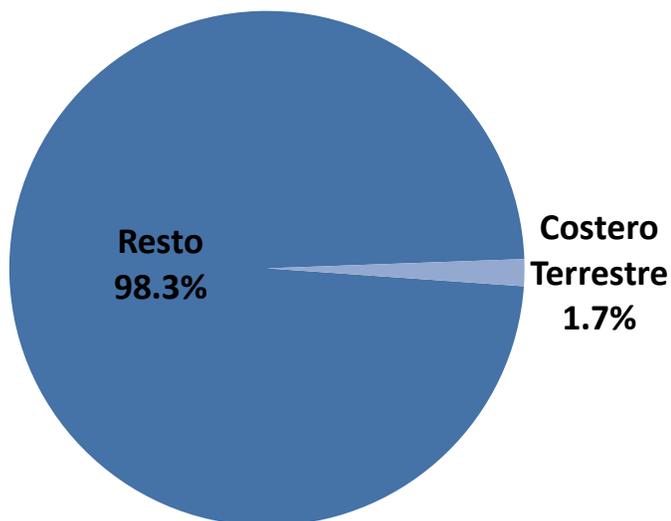
Fuente CNH con datos de PEP

Figura 6. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite del escenario propuesto del proyecto Costero Terrestre (2013-2039) en las reservas de la nación.



Fuente CNH con datos de PEP

Figura 7. Participación de las reservas remanentes 2P de gas del escenario propuesto del proyecto Costero Terrestre (2013-2039) en las reservas de la nación.

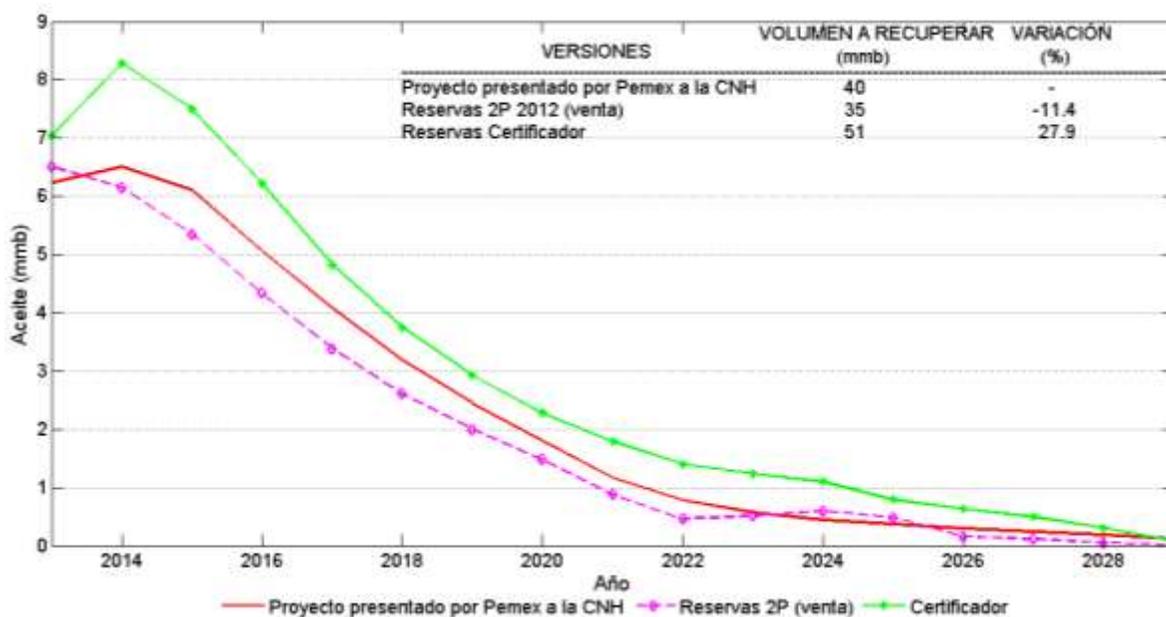


Fuente CNH con datos de PEP

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto de aceite y gas al 1 de enero del 2012, son muy similares a la participación de los volúmenes a recuperar del escenario propuesto, sin embargo las diferencias en los volúmenes de aceite y gas a recuperar se deben principalmente a los horizontes de evaluación y estimación entre los procesos de documentación de las reservas y la documentación del proyecto de inversión. Por lo que la Comisión recomienda ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para tener mayor consistencia entre los planes de explotación que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

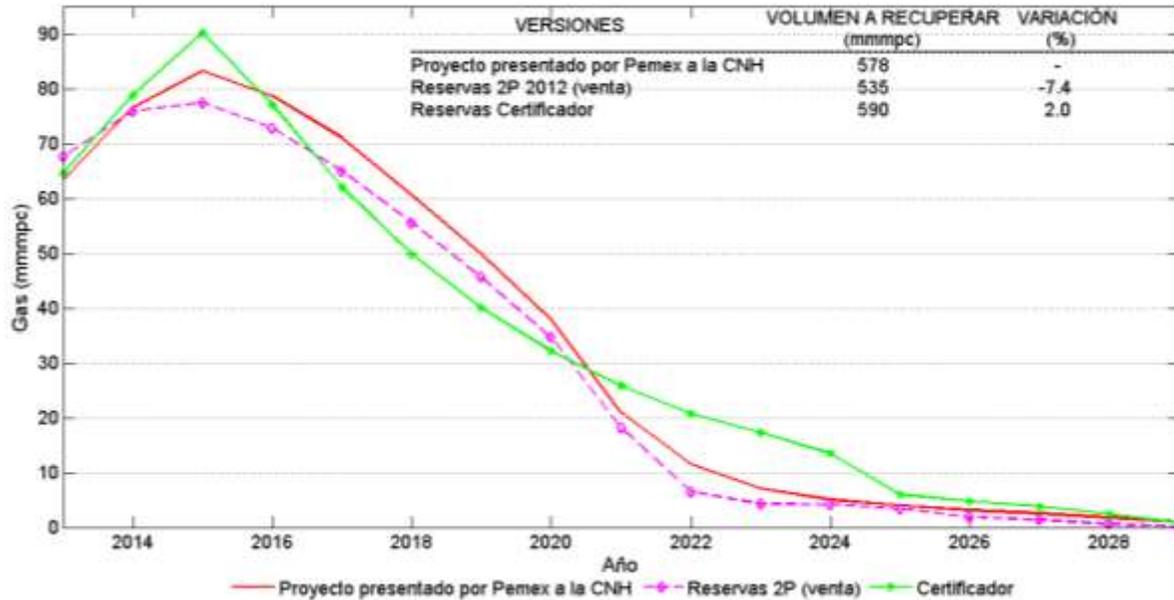
- ii. Debido a que los horizontes presentados en el documento del proyecto de PEMEX son diferentes a los de reservas, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 8) y gas (Figura 9), se normalizaron los datos para el periodo 2013-2029. Así mismo se presentan las diferencias con respecto al proyecto presentado a la Comisión.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Costero Terrestre.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 9. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Costero Terrestre.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta diferencias respecto al perfil de reservas 2P de aceite (en el periodo 2014 al 2023). Así mismo, 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, existe poca diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de reservas 2P, además de que en la estimación de reservas se considera el gas de venta, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Sin embargo se observa una mayor diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P por lo que se recomienda disminuir dichas diferencias entre PEMEX y los terceros.

La Comisión recomienda disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros en el comportamiento de la categoría de reserva 2P revisando los aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras.

- iii. Es necesario incorporar información a los modelos a través de la caracterización de yacimientos y toma de información oportuna (núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, sísmica, etc.) para determinar los rangos de incertidumbre de los parámetros involucrados (más representativos) y los posibles resultados de la estimación del volumen original.
- iv. En la Tabla 9 se muestra el volumen original del proyecto Costero Terrestre y en mayor detalle de los campos que lo integran, así como las reservas remanentes 2P para aceite y gas al 1 de enero del 2012 y la producción acumulada asociada a cada campo, al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos.

Se puede observar que el campo Costero tiene la mayor reserva del proyecto, así como una producción acumulada de 27 mmb de aceite y 199.4 mmmpc de gas.

Tabla 9. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

Campo	Volumen original 3P			Reserva remanente 2P			Producción acumulada al 1 de enero de 2012	
	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural	PCE	Crudo	Gas natural
	(mmb)	(mmmpc)	(mmbpce)	(mmb)	(mmmpc)	(mmbpce)	(mmb)	(mmmpc)
Costero	120.4	899.1	148.3	32.8	488.3	74.2	27.0	199.4
Ribereño	56.6	479.2	35.5	9.7	109.0	0.0	0.0	0.0
Total	176.9	1,378.3	183.8	42.6	597.3	74.2	27.0	199.4

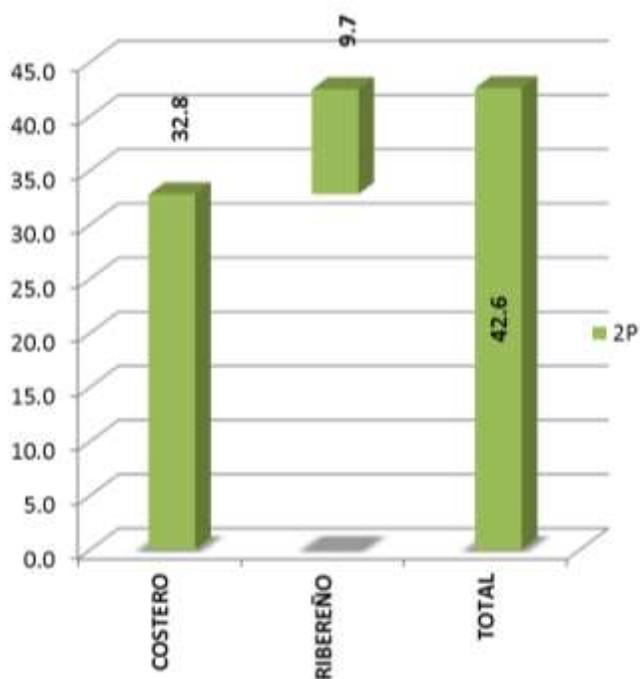
* Petróleo crudo equivalente

Fuente: PEP

- v. Las Figuras 10 y 11 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente del proyecto Costero Terrestre.

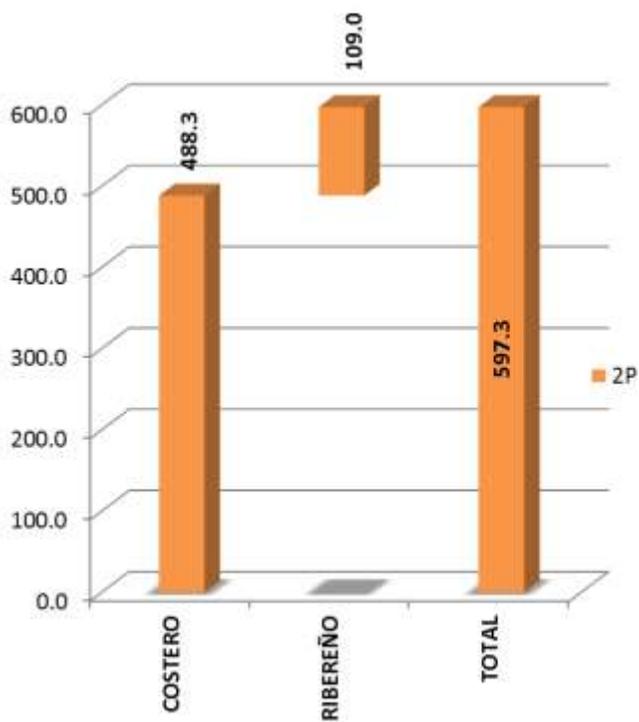
Se puede observar que el campo Costero presenta la mayor reserva de aceite y de gas con un valor de 32.8 millones de barriles y 488.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Figura 10. Integración proyecto Costero Terrestre, Reservas 2P aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 11. Integración proyecto Costero Terrestre, Reservas 2P gas (mmmpc).

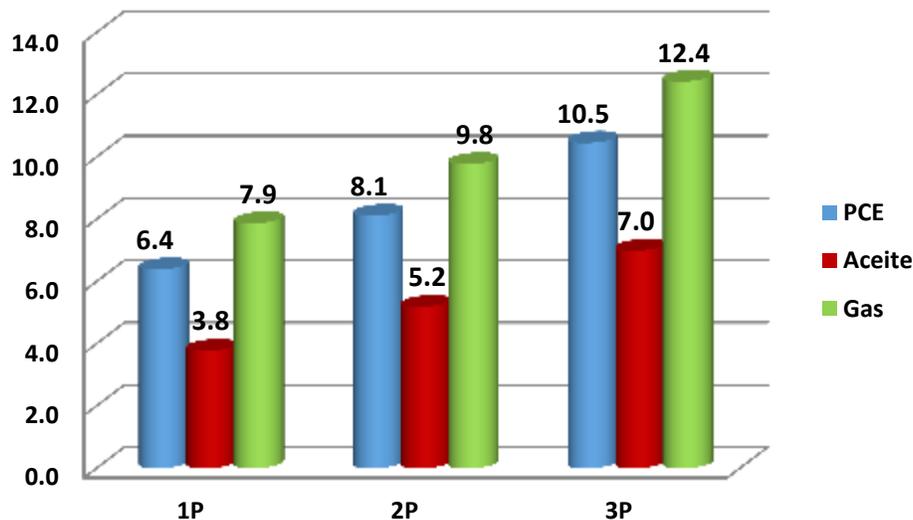


Fuente: CNH con datos de PEP

Relación Reserva-Producción del proyecto Costero Terrestre

La relación de reserva-producción, describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. La relación reserva-producción, se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la producción total del 2011. A continuación se presentan los valores de la relación reserva-producción del proyecto Costero Terrestre en la Figura 12.

Figura 12. Relación Reserva-Producción del proyecto Costero Terrestre al 1 de enero 2012 (años).



Fuente CNH con datos de PEP

La relación de reserva-producción para el proyecto Costero Terrestre en términos de petróleo crudo equivalente es de 6.4 años para las reservas Probadas (1P), de 8.1 años para las reservas 2P y de 10.5 años para las reservas 3P; considerando una producción de 22.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

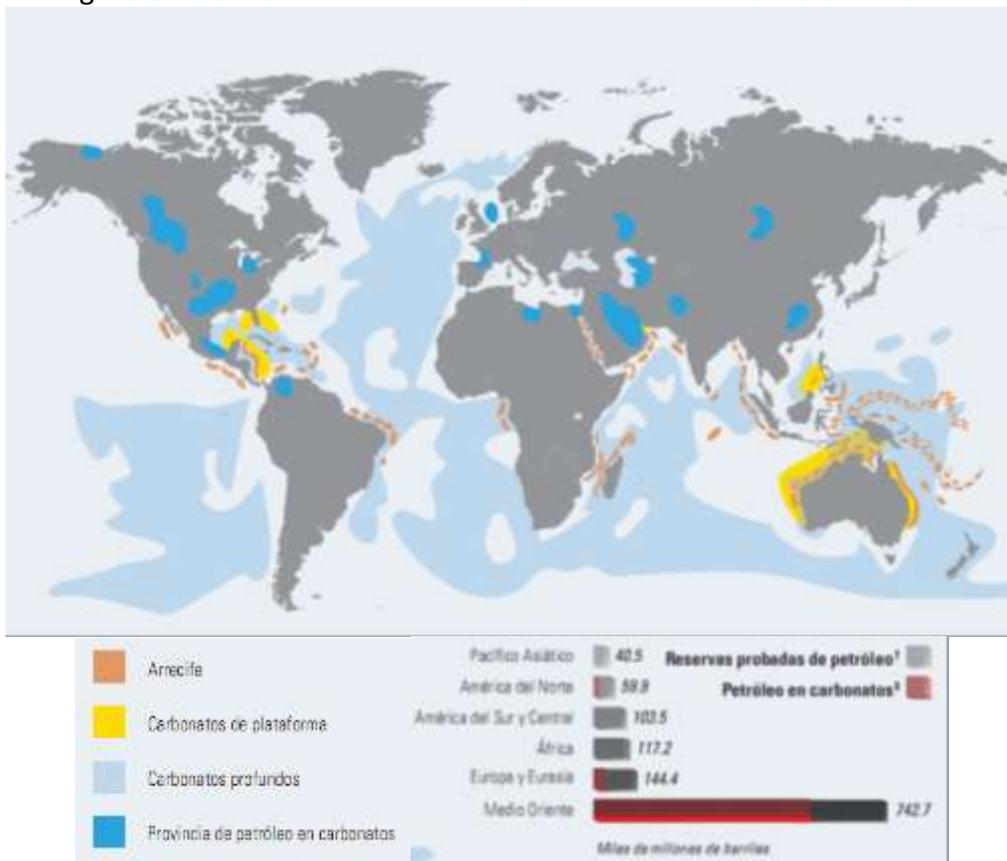
En lo referente al aceite se consideró una producción de 8.2 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 3.8 años para las reservas Probadas (1P), de 5.2 años para las reservas 2P y de 7 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 7.9 años para las reservas Probadas (1P), de 9.8 años para las reservas 2P y de 12.4 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 61.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2011.

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

Más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos. La Figura 13 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 13. 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 saturación¹, 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.

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 de fluidos.

Por otro lado, PEP consideró la evaluación de los métodos de recuperación secundaria con inyección de gas de formación y nitrógeno en un yacimiento del proyecto; sin embargo es necesario que se evalúe el potencial de todos los métodos de recuperación secundaria en todas las formaciones productoras del proyecto, así como proponer, mediante una administración de yacimientos óptima, acciones que permitan la recuperación adicional del hidrocarburos.

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

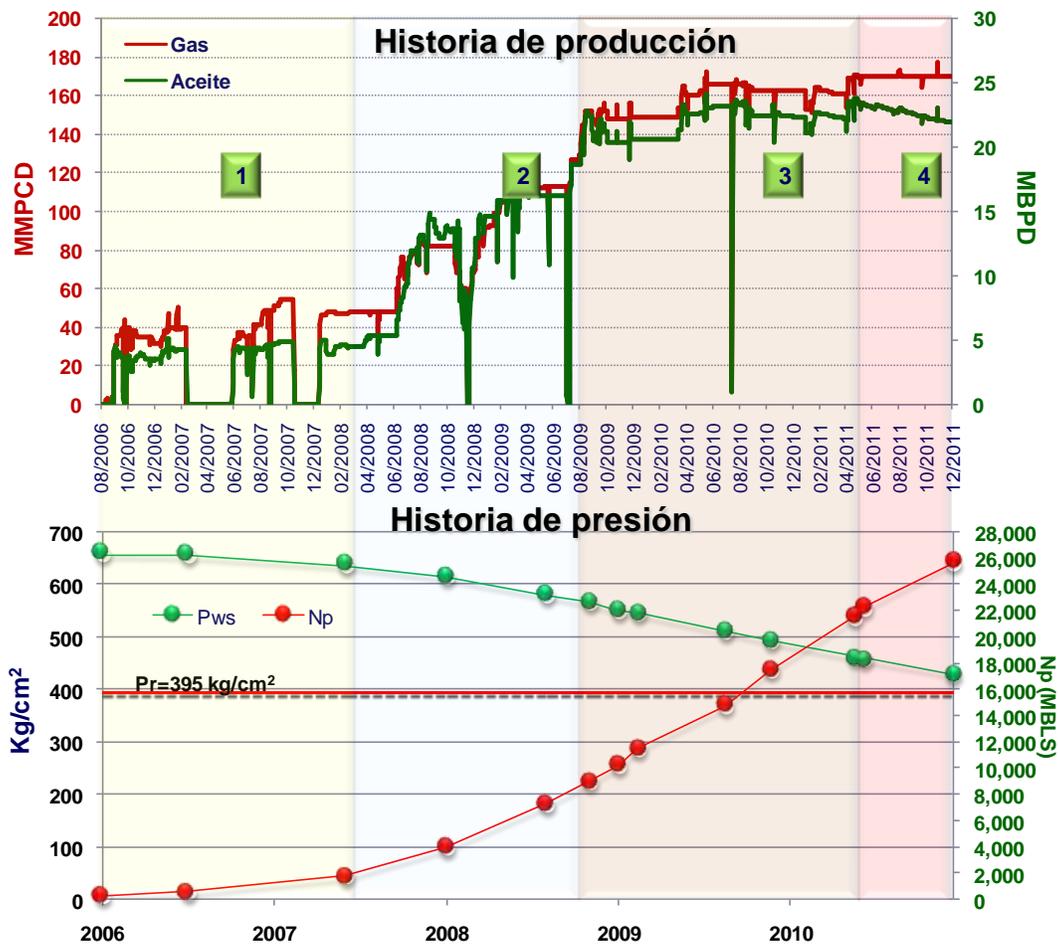
¹ Etapa de saturación de un yacimiento: cuando la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de burbuja, por lo que hay dos fases en el yacimiento.

c) Ritmo de extracción de los campos

El proyecto de explotación Costero Terrestre está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de gas y condensado y aceite ligero de los campos Costero y Ribereño. El campo Costero contiene más del 85% de las reservas 2P de crudo y gas del proyecto.

Los yacimientos del proyecto Costero Terrestre son naturalmente fracturados y son principalmente de gas y condensado, sin embargo el Cretácico Superior del campo Costero es aceite volátil. En la Figura 14 se muestra el comportamiento histórico de la producción del proyecto, el cual se puede dividir en 4 etapas de producción.

Figura 14. Comportamiento histórico de producción y presión del Proyecto Costero Terrestre



Pws= Presión de fondo estática (presión del yacimiento).

Pr= Presión de rocío.

Fuente: PEP

Etapas 1 (2006-2008): El campo Costero inició su explotación en agosto de 2006, con la producción los pozos Costero 1, 8 y 14. Debido a la falta de instalaciones adecuadas se mantuvieron los pozos estrangulados durante este periodo. Se perforó el pozo Costero 33 hacia el norte de la estructura sin encontrar hidrocarburos.

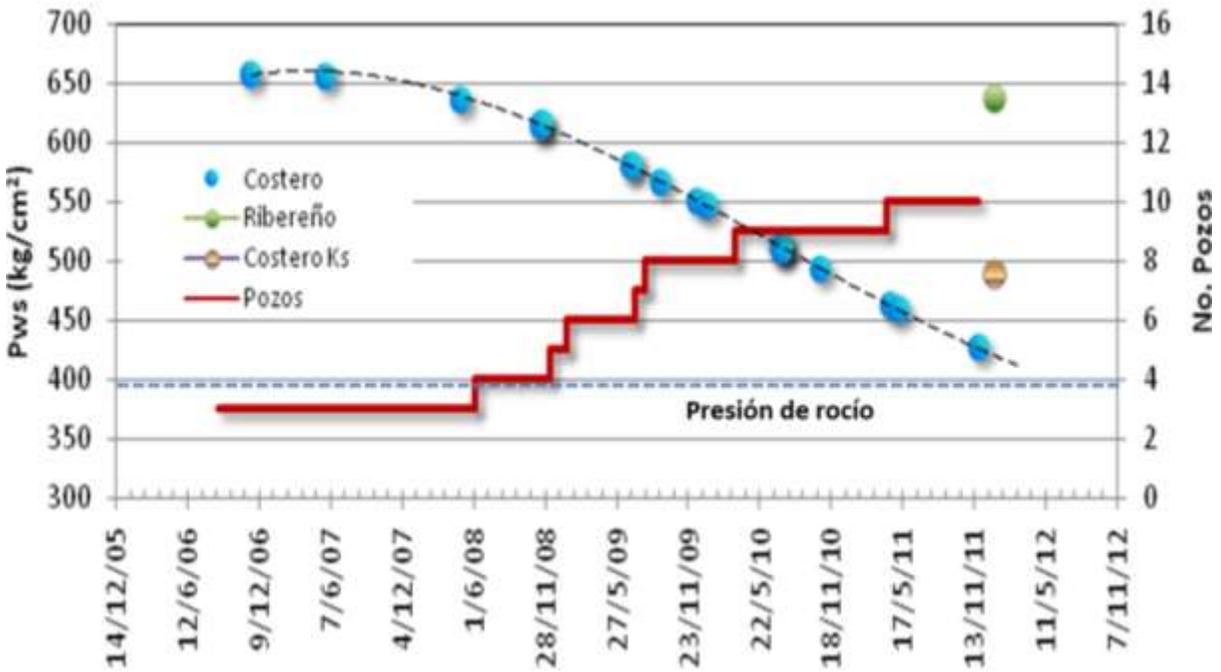
Etapas 2 (2008-2009): Se perforaron 6 pozos (resultando improductivo Costero 15) alcanzando una producción de 20 mbd y 150 mmpcd.

Etapas 3 (2009-2011): Se perforaron cuatro pozos, (resultando improductivos Costero 13 y 24). Inicialmente se mantuvo una plataforma de producción de 150 mmpcd y se incrementó a 170 mmpcd.

Etapas 4 (2008 – 2011): Inicia la declinación de la producción del campo Costero. Se realizó la perforación del pozo Ribereño 11, confirmando presencia de hidrocarburos en el Cretácico Superior.

En la Figura 15 se muestra el comportamiento de presión histórica de los campos Ribereño y Costero (único produciendo actualmente), ambos campos se encuentran sobre la presión de rocío (395 kg/cm^2). Estos yacimientos producen del Cretácico Medio y se caracterizan por su alta presión inicial ($>600 \text{ kg/cm}^2$). En Cretácico Superior del campo Costero, se observó una presión inicial de yacimiento de 490 kg/cm^2 (contiene aceite volátil) y está propuesto iniciar su explotación cuando se abandone los intervalos del Cretácico Medio. Las presiones actuales, iniciales y de saturación de cada yacimiento del proyecto se muestran en la Tabla 10.

Figura 15. Comportamiento histórico de presión de los yacimientos del proyecto Costero Terrestre.



Fuente: PEP

Tabla 10. Presión de los campos del proyecto Costero Terrestre

Yacimiento	Presión inicial (kg/cm ²)	Presión actual (kg/cm ²)	Presión de rocío (kg/cm ²)
Costero KM	666	427	395
Ribereño	632	632	357
Costero KS	490	490	-

Es necesario optimizar la explotación de los campos de forma adecuada, para obtener un mayor factor de recuperación final del proyecto, seleccionando las mejores opciones de desarrollo, así como administrar los yacimientos y el ritmo de extracción (gastos críticos) de los pozos de acuerdo a su condición actual y la actividad programada, para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción, así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA) optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades de ejecución del activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) Se recomienda evaluar el impacto del número de pozos a perforar (óptimo) ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y los indicadores económicos del proyecto.
- b) Es necesario optimizar el ritmo de extracción (gastos críticos) de acuerdo a la actividad actual y programada para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos y el corte de agua por pozo, así como aplicar nuevas tecnologías en la terminación de los pozos.
- c) Optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del activo (condiciones contractuales y futuras); para reducir el riesgo y los costos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto. Así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA) optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades de ejecución del activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

d) Factor de recuperación de los yacimientos

La Tabla 11 presenta los valores del factor de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2039.

Tabla 11. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Costero Terrestre	Volumen Original (3P)	Prod Acumulada (1-ene-2012)	Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2039)	Fr Actual	Fr (2013-2039)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	176.9	27.0	40.0	15.3%	22.6%	37.9%
Gas (mmmpc)	1,378.3	199.4	581.0	14.5%	42.2%	56.6%

*Nota:

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

Fr (2013-2027): (Vol rec. Proy)/Vol Orig (3P)

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

Fuente: CNH con datos de PEP

En la estimación de los factores de recuperación realizado por la CNH se consideró la siguiente fórmula:

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

El valor o estimación del factor de recuperación de un proyecto depende de varios factores técnicos, económicos, operativos, comerciales, entre otros, que cambian en el tiempo. Por lo anterior no se puede considerar un solo factor de recuperación único o definitivo.

- a) Se requiere incrementar el factor de recuperación jerarquizando y seleccionando las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías y mayor conocimiento del subsuelo, bajo un Plan de Desarrollo óptimo que permita una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto.

Para el caso particular del proyecto Costero Terrestre, las alternativas que incluyen recuperación mejorada son descartadas debido a que presentan un VPN menor a la alternativa seleccionada, que únicamente contempla recuperación primaria. Es recomendación de esta Comisión tomar en cuenta factores tanto técnicos como económicos, pensando en una óptima explotación del yacimiento y obteniendo el factor de recuperación óptimo para cada yacimiento.

- b) La Comisión considera necesario que se entregue un análisis de los factores de recuperación óptimos asociados a los procesos de recuperación secundaria (de los diferentes escenarios visualizados) que se podrían tener en el proyecto, en función sus

características considerando aspectos tecnológicos, petrofísicos, geológicos, de administración del proyecto, estudios de laboratorio, entre otros.

e) Evaluación técnica del proyecto.

Para la evaluación técnica del proyecto, la Comisión llevó a cabo la revisión de la documentación presentada por PEMEX y emitió recomendaciones que considera necesarias tomar en cuenta para mejorar el desempeño del proyecto en aspectos estratégicos, geológicos, geofísicos, de ingeniería, económicos, ambientales y de seguridad industrial.

i. Aspectos Estratégicos

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 del proyecto. Así mismo se presentan ciertas recomendaciones enfocadas a la formulación del proyecto.

Análisis de alternativas.

- 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. 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, Checo 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.

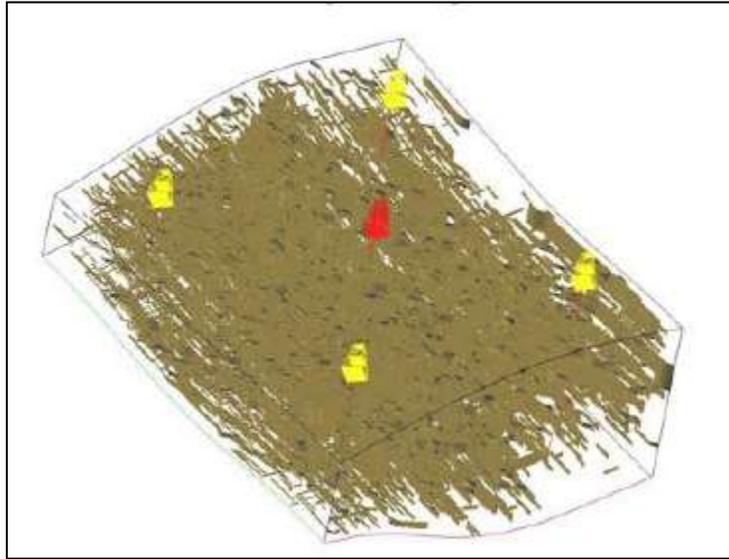
ii. Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

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 faciliten analizar, evaluar y seleccionar las mejores estrategias de explotación.

Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Se debe evaluar el uso de sísmica 4D para detectar con mayor precisión volúmenes de hidrocarburos remanentes en zonas no drenadas, así como para el monitoreo del campo.
- b) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de contar con modelos estáticos y dinámicos más confiables para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.
- c) 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 16) 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 yacimiento. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

Figura 16. Modelos de fracturas.



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

- d) 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.

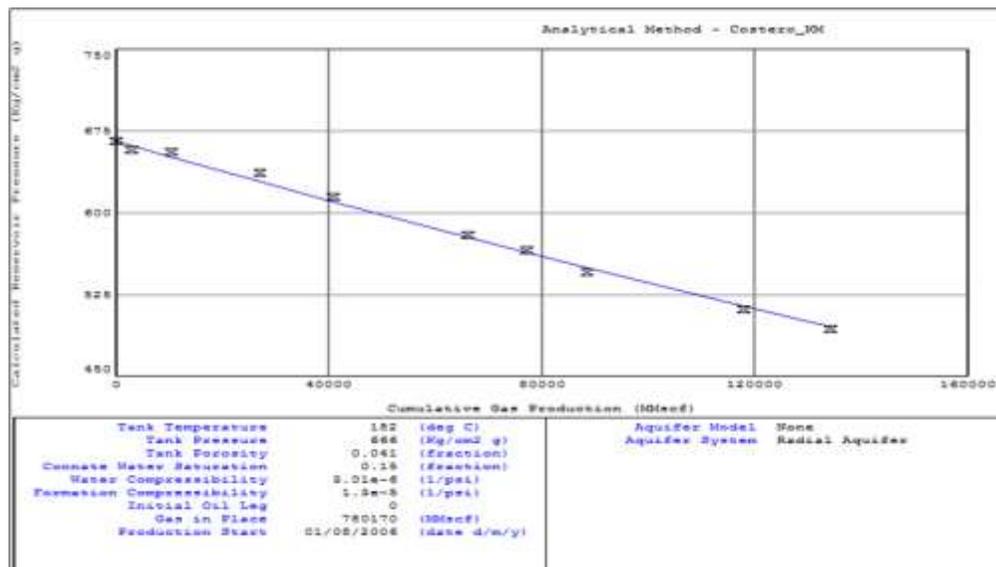
Ingeniería de Yacimientos.

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora del comportamiento de los yacimientos:

- a) En la documentación recibida por la CNH, se presentan diversos datos relacionados con ingeniería de yacimientos, incluyendo el perfil del histórico de producción del campo Costero y algunos comentarios sobre los mecanismos de empuje en el yacimiento Costero KM, sin embargo, no se integra en el documento un análisis propio de ingeniería de yacimientos que sustente los modelos para cada yacimiento. Por lo anterior se requiere un programa de toma de información donde, entre otras cosas, se pueda determinar la ubicación de los contactos de fluidos, y la caracterización de los acuíferos

asociados (principalmente en los yacimientos de Ribereño y Costero-KS donde se está iniciando la explotación), y así reducir la incertidumbre en el conocimiento de las propiedades de todos los yacimientos del proyecto. También se debe considerar algún análisis que combine las propiedades del yacimiento y sus fluidos, 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 los yacimientos del proyecto, de modo que se pueda mejorar el entendimiento del comportamiento de los yacimientos y así contar con más elementos para la estrategia de explotación.

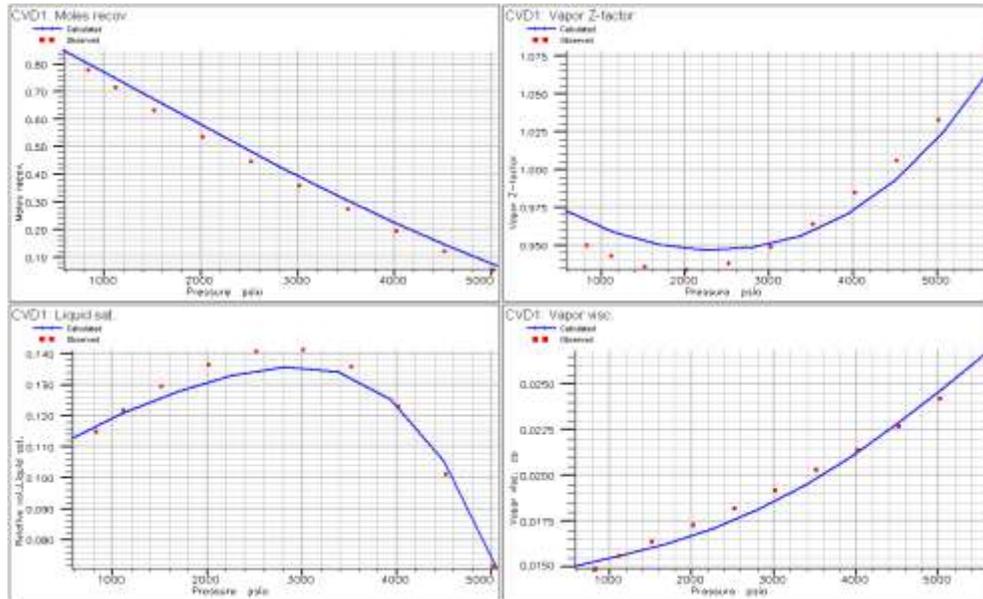
Figura 17. Ajuste para el modelo del yacimiento Costero-KM



Fuente: PEP

A pesar de que se documentan los análisis PVT realizados, no queda claro cuáles son los representativos de cada formación productora para reproducir el comportamiento de los fluidos del yacimiento. Por lo anterior, y con el fin de reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, y así elaborar pronósticos de producción más confiables, PEP debe contar con un programa de toma de información de fluidos y sus respectivos análisis, con los cuales se determine el comportamiento PVT representativo de cada formación productora principal.

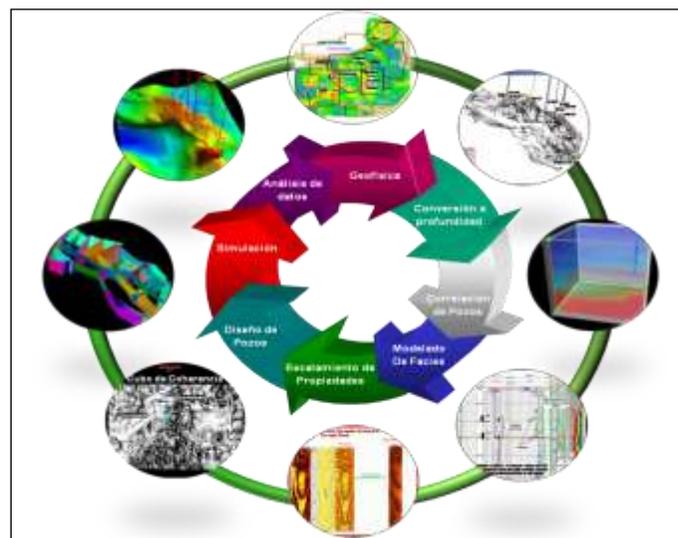
Figura 18. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.



Fuente: PEP

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

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



Fuente: PEP

- c) PEMEX debe contar y presentar las características de los modelos utilizados para la estimación de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada yacimiento del proyecto, así como contar con programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas es indispensable contar con un modelo de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados para la evaluación de procesos de recuperación secundaria.

Intervenciones a Pozos.

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

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

Productividad de Pozos.

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de la productividad de los pozos.

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

Instalaciones Superficiales.

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

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

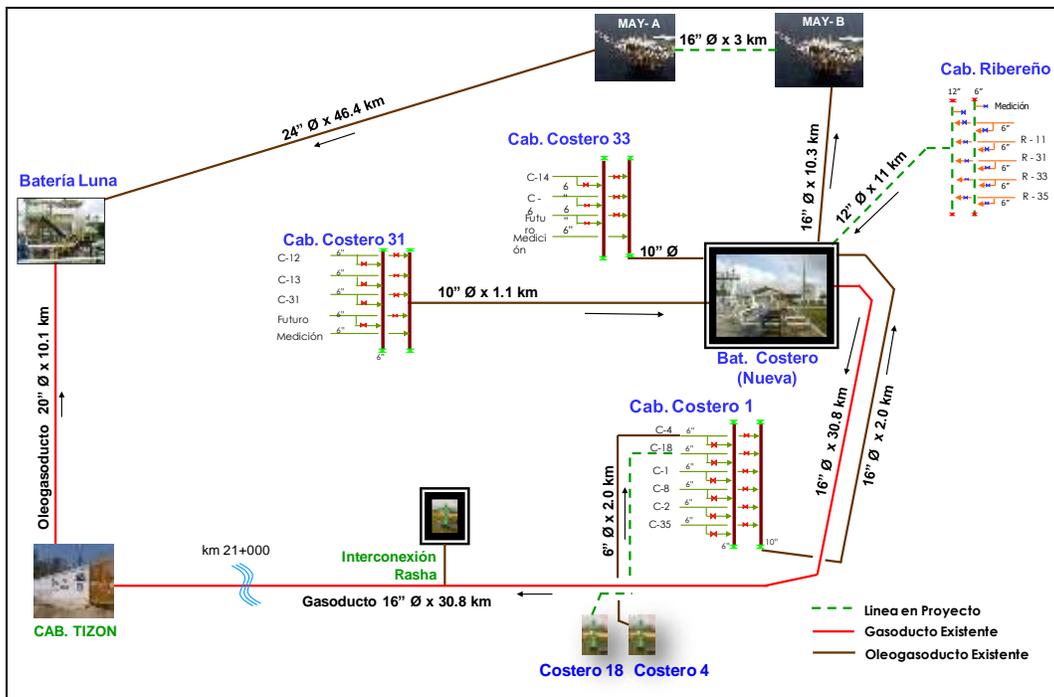
b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción. La Figura 20 muestra un esquema de proceso de una batería de separación.

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

Figura 20. Infraestructura de transporte de producción de la alternativa seleccionada.



Fuente: PEP

Manejo y aprovechamiento de gas.

En diciembre de 2009 se emitió la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión dio 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”* (Disposiciones), con el objetivo de llevar a PEMEX Exploración y Producción (PEP) a alcanzar los estándares de las mejores prácticas internacionales en materia de 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.*

Medición.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar en todos los puntos técnicamente posibles, la cantidad y calidad de los hidrocarburos. Esto será la base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causal del pago de impuestos correspondientes. También se debe realizar la medición de los hidrocarburos de manera dinámica, dentro de los procesos de transporte, y estática de inventarios en tanques. Lo anterior, será de importancia en el conocimiento de la producción de los campos y, por lo tanto, del proyecto.

Los comentarios que a continuación se presentan se realizan con base en la información del proyecto presentada por Pemex, así como la relativa a los informes técnicos de medición

remitidos por Pemex mediante los oficios PEP-SDC-877-2012, PEP-SDC-905-2012 y PEP-SDC-953-2012.

Se recomienda que Pemex implemente en el proyecto un sistema estructurado de Gestión y Gerencia de Medición involucrando tres elementos principales: Personas, Equipos y Procedimientos, con el objetivo de reducir la incertidumbre en toda la cadena de medición desde los pozos hasta los puntos de transferencia de custodia. Asimismo, 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 e identificar las áreas de oportunidad a ser trabajadas.

PEMEX menciona en el documento original enviado para dictamen, que la producción del campo Costero se mide como una misma corriente en la batería Luna junto con la producción de otros campos, mencionando que en la salida del separador multifásico de esta batería se tiene simulada la red de Transporte en un software de procesos con el cual se monitorea la producción del campo que considerando las condiciones en los cabezales del campo provenientes de los aforos de los pozos se puede inferir la producción del campo costero perteneciente al proyecto.

Se menciona también como se optimizaría la medición al construir la batería Costero la cual contará con un tanque de almacenamiento, hacia donde se enviará el condensado cuando se requiera almacenar. Además, para la medición de pozos, la batería también contará con un tanque de medición de 10,000 barriles de capacidad donde se corrobora la medición en línea (mezcla aceite-agua) del pozo alineado a medición.

No se menciona nada respecto a cómo se hace la medición del campo ribereño el cual también pertenece al proyecto.

En la última información enviada en mayo de 2013 y respecto a la medición volumétrica y de calidad se comenta que el seguimiento del campo Costero se basa en la adquisición de la siguiente información con la frecuencia que se indica:

Diario:

- Presión y Temperatura de la cabeza del pozo.
- Presión y Temperatura del cabezal de recolección.
- Producción medida en Batería modular Luna (corriente).

Semanal:

- Aforos por pozo
- Gasto de gas
- Gasto de aceite
- Gasto de agua
- RGA
- Muestreo de fluidos por pozo
- Salinidad
- °API
- % de fases

Se recomienda que PEMEX de un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición y en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia.

Se recomienda que PEMEX implemente un enfoque integral de gestión y gerencia de medición involucrando elementos técnicos, económicos, humanos, materiales, entre otros, cuyo objetivo sea alcanzar que en el proyecto y su respectiva cadena de producción, se tengan sistemas de medición confiables y seguros que midan de manera automatizada y en tiempo real con el objetivo de reducir la incertidumbre en toda la cadena de medición teniendo en cuenta que la incertidumbre menor deberá estar en los puntos de venta y transferencia de custodia y que la incertidumbre mayor existe y que se puede reducir en los pozos y primeras etapas de separación.

En atención al concepto de gestión y gerencia de la medición y aplicado en las instalaciones nuevas y existentes, se recomienda que se lleven a cabo las siguientes acciones:

- Determinar las incertidumbres que se tiene en la medición a nivel de pozos, baterías y puntos de transferencia de custodia.
- Se lleve a cabo con la mayor precisión el proceso para determinar el balance de los hidrocarburos a nivel proyecto.
- Se programen auditorías internas y externas de acuerdo a los lineamientos de medición de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Se capacite continuamente al personal en conceptos de metrología, procesos de auditorías, y medición de calidad de los hidrocarburos.

En lo que se refiere a instalaciones que se tienen contemplado instalar como lo son las correspondientes a la Batería Modular de separación en el campo Costero, así como en la construcción del oleogasoducto para el campo Ribereño, se recomienda lo siguiente:

- Seleccionar la mejor tecnología en función a las condiciones operativas de los fluidos a medir.
- Crear los procedimientos operativos de mantenimiento, calibración, entre otros necesarios para la operación y buen funcionamiento de los sistemas de medición.
- Estimar las incertidumbres en la medición en la batería modular del campo Costero.
- Medir las corrientes de forma volumétrica y de calidad en el oleogasoducto para el campo Ribereño.
- Medir de forma directa o indirecta la producción de los nuevos pozos a perforar.

Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Un aspecto de importancia para los proyectos de explotación, es el relacionado con la recuperación secundaria y mejorada, por lo que a continuación se señalan algunas recomendaciones:

- a) Este proyecto contiene una gran cantidad de recursos de fluidos de gas y condesado, por lo que es muy importante identificar las zonas en los yacimientos y el momento en

donde se pueda presentar el fenómeno de condensación retrograda, situación en la cual se perderán líquidos con valor comercial. En la documentación entregada, adicionalmente al escenario selecto, PEP evaluó dos escenarios con recuperación secundaria (inyectando gas de formación o nitrógeno) en el campo Costero, pero no se incluyeron escenarios con inyección de agua.

Debido a la necesidad de considerar algún proceso de mantenimiento de presión para evitar en la medida de lo posible el fenómeno de la condensación retrograda y con el fin de incrementar las reservas del proyecto, la Comisión recomienda que se consideren evaluar todos los métodos de recuperación secundaria en todos los yacimientos del proyecto, que lo requieran y aplicar alguno que permita incrementar la rentabilidad del proyecto.

- b) Adicionalmente, para los procesos de recuperación secundaria que apliquen, PEP debe detallar el programa de implementación de estos métodos de recuperación donde se detallen las actividades principales a realizar en cada yacimiento del proyecto. Dicho programa debe contener las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria a implementar.

iii. Aspectos Económicos

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

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

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

- Precio del crudo igual a 103.0 dólares americanos (usd) por barril.
- Precio del gas igual a 4.9 dólares americanos por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas - barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- A partir de 2012 entra en vigor el derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Derecho CNH).
- Se tiene el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual 13.1%.
- Se considera el costo técnico (*cost-cap*) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- 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 12 se muestran los resultados económicos.

Tabla 12. Indicadores económicos.

	Unidad	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmpesos	44,414	5,321
VPI	mmpesos	8,507	8,507
VPN/VPI	peso/peso	5.2	0.6

Fuente: PEP

- a) Como se puede observar en la Tabla 12, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos, situación que fue verificada por esta Comisión.

- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los datos que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y la mejor relación VPN/VPI.
- c) Después de impuestos, el proyecto dejaría de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- a. El precio del aceite se reduce en 56%.
 - b. La producción de hidrocarburos se contrae en 23%.
 - c. Los costos totales aumentan 30%.
- d) El *government take*² en valor presente del proyecto es significativo. El Gobierno Federal recauda alrededor de 88%; es decir, el Gobierno Federal recauda alrededor de nueve pesos de cada diez de los ingresos netos del proyecto.

iv. Aspectos Ambientales

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

- Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta-Grijalva

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2031/07 de fecha 7 de septiembre de 2007, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) autoriza de manera condicionada la realización del proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del

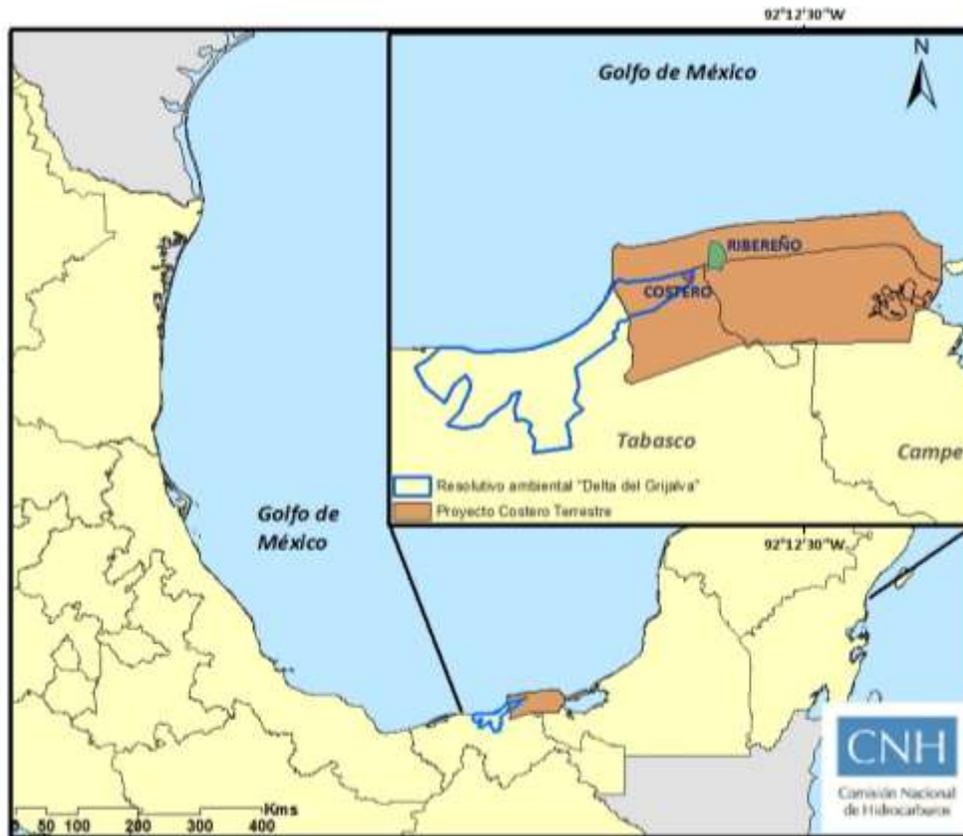
² El *government take* se define como el cociente del valor presente de los impuestos entre el valor presente neto del proyecto; se estima antes de impuestos.

Proyecto Delta-Grijalva” con una vigencia de 20 años a partir de la fecha de recepción del resolutivo.

Las actividades contempladas en el resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/ 2031/07 son:

- 10 Prospecciones sismológicas.
 - 60 Pozos exploratorios.
 - 300 Pozos de desarrollo.
 - 40 Cabezales.
 - 6 Baterías de separación.
 - 5 Estaciones de compresión.
 - 5 Plantas de inyección de agua.
 - 5 Plantas deshidratadoras.
 - 5 Plantas generadoras de CO2 o nitrógeno.
 - 360 Líneas de descarga.
 - 300 Líneas de bombeo neumático.
 - 240 ductos de agua congénita.
 - 140 gasoductos.
 - 200 Oleogasoductos.
 - 200 Oleoductos.
2. Modificación al proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta-Grijalva” (oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2031/07) correspondiente al oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0098/09 de fecha del 15 de enero de 2009, que consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto. La modificación de dicho resolutivo también fue autorizada de manera condicionada.

Figura 21. Ubicación de la poligonal del proyecto y el área autorizada ambientalmente del proyecto de explotación Costero Terrestre.



Fuente: CNH con datos de PEP

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 21, el proyecto de explotación Costero Terrestre cuenta parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por PEMEX, mediante el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2031/07 y su modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/0098/09, correspondiente al Proyecto "Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Delta-Grijalva", cubriendo únicamente el Campo Costero.

PEMEX menciona en el documento que el campo Ribereño se encuentra en el área Natural Protegida de Laguna de Términos y los permisos ambientales se encuentran en trámite; actualmente ha iniciado su desarrollo con la perforación del pozo Ribereño 11, el cual ha

corroborado la reserva en la formación Cretácico Medio y que cuenta con permisos ambientales para perforar, sin embargo, no se identifican claramente los permisos y/o resolutivos que amparen los trámites ambientales; por otro lado, para la construcción del oleogasoducto Ribereño-Costero los permisos están en proceso por la autoridad ambiental, el operador estima que estén autorizados en el 2013.

La Comisión recomienda que se gestionen todas las autorizaciones pertinentes para cubrir en su totalidad las obras que involucran en el área del proyecto, asimismo se recomienda gestionar los permisos correspondientes 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 Costero Terrestre.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

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

- c) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- d) La Comisión recomienda que PEMEX, en la documentación que remita a la Comisión señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.

- e) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallando con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Costero Terrestre, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por PEMEX una tabla que indique el grado de avance, en específico del proyecto, en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Costero Terrestre.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP 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.
- g) PEMEX debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Costero Terrestre no han sido excedidas.
- h) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice la documentación con la que cuenta esta autoridad con respecto al proyecto.
- i) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, los oficios resolutivos resultan necesarios para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta, ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.
- j) Se recomienda a PEMEX que cumpla en tiempo y forma las condicionantes señaladas en los resolutivos correspondientes, por parte de la autoridad ambiental, lo anterior para que no haya retrasos en la ejecución del proyecto.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto de explotación Costero Terrestre 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 y su relación respecto a las zonas de conservación establecidas en el programa de Ordenamiento Ecológico del Estado de Tabasco, 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 actual de los modelos de estimación de producción de los yacimientos**

El proyecto de explotación Costero Terrestre está constituido por 3 yacimientos administrados en 2 campos: Ribereño y Costero. 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 Costero Terrestre.

Para diciembre de 2011, los 3 yacimientos reportan modelo de estimación, 2 de ellos con curvas de declinación y el último, simulación numérica. Sin embargo, en el proyecto recibido por la Comisión se reportó una actualización para algunos de los modelos.

La Tabla 13 presenta la comparación de los modelos de estimación de producción de ambas fuentes de información

Tabla 13. Modelos de estimación de producción por yacimiento.

Campo	Yacimiento	Tipo de fluido producido	Modelo de estimación (reporte dic-2011)	Modelo de estimación (DSD3 feb-2013)
Costero	KM - KI	Gas y condensado	Simulación numérica	Simulación numérica
Costero	KS	Aceite volátil	Curvas de declinación	Balance de materia
Ribereño	KM	Gas y condensado	Curvas de declinación	Balance de materia

Fuente: CNH con datos de PEP

El yacimiento Costero KM-KI prestaba carencias de información para el modelo de simulación que posee; sin embargo, en el último documento recibido del proyecto se corroboró la existencia de la información faltante, como curvas de permeabilidad y ciertas propiedades de los fluidos, estos últimos obtenidos mediante un PVT sintético. Por lo tanto la Comisión concluye que dicho yacimiento posee la información adecuada para su modelo.

Por otro lado, Ribereño KM y Costero KS poseían curvas de declinación, pero para febrero de 2013 habían actualizado su modelo de estimación a balance de materia.

Para el caso de Ribereño KM se tenía un desconocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos; sin embargo, en el DSD del proyecto se reporta que se utilizó un PVT de correlación para su uso en el balance de materia. La CNH determinó que el yacimiento posee suficiente información para el uso de balance de materia.

El yacimiento Costero KS tuvo una actualización de información semejante a Costero KM-KI. Para actualizar su modelo de estimación de producción se generó un PVT sintético por medio de correlaciones para la estimación del comportamiento de las propiedades de sus fluidos. Dada la situación anterior, se determinó que Costero KS posee información adecuada para su modelo de estimación.

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

Los 3 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 31.0 mmb de reserva 1P, 42.6 mmb de reserva 2P y 57.4 mmb de reserva 3P de aceite; de los cuales 31.0 mmb para reserva 1P, 2P y 3P de aceite están sustentados con simulación numérica. La Tabla 14 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

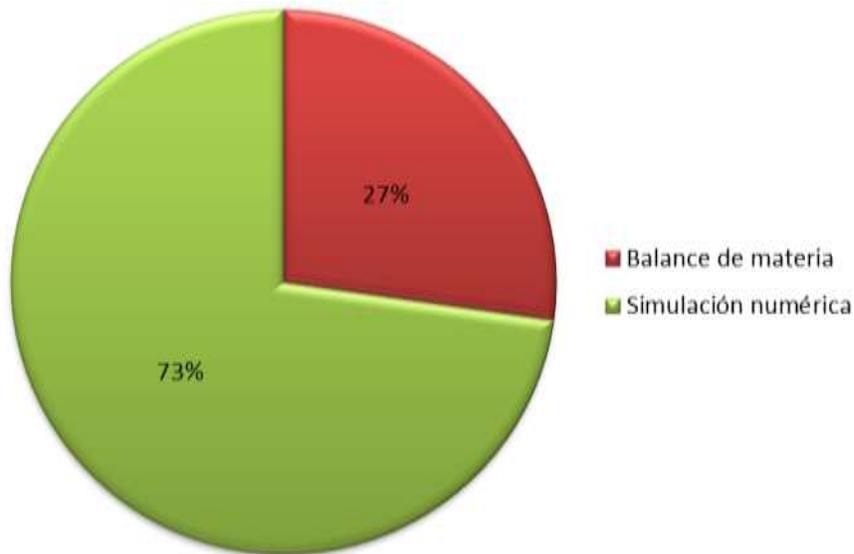
Tabla 14. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Balance de materia	0.0	11.6	26.4
Simulación Numérica	31.0	31.0	31.0
Total	31.0	42.6	57.4

Fuente: CNH con datos de PEP

Las reservas de aceite del yacimiento Costero KM-KI aportan el 73% del total del proyecto, siendo el único con simulación numérica. Por otro lado, los yacimientos con balance de materia poseen el 27% de la reserva total de aceite atribuida al proyecto. Figura 22.

Figura 22. Reserva remanente 2P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

A los 4 yacimientos del proyecto se atribuye un total de 481.3 mmmpc de reserva 1P de gas, 597.3 mmmpc de reserva 2P de gas y 759.8 mmmpc de reserva 3P de gas; de los cuales 481.3 mmmpc de reserva 1P, 2P y 3P de gas están evaluados con simulación numérica en Costero KM-KI. La Tabla 15 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

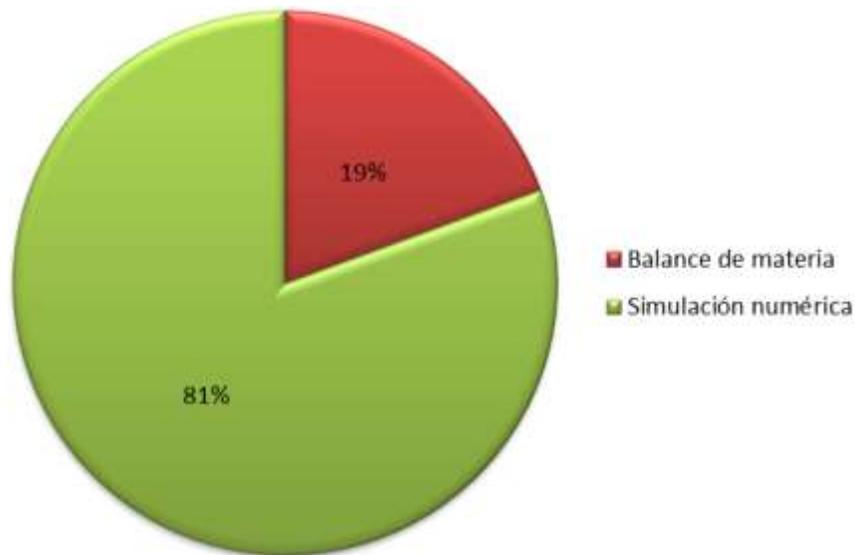
Tabla 15. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Balance de materia	0.0	116.0	278.5
Simulación Numérica	481.3	481.3	481.3
Total	481.3	597.3	759.8

Fuente: CNH con datos de PEP

Nuevamente los volúmenes del yacimiento Costero KM-KI demuestran su importancia en el proyecto abarcando el 81% del total de reserva remanente 2P de gas. La Figura 23 muestra una proporción mayor para simulación numérica dado que dicho volumen se encuentra en un yacimiento de gas y condensado.

Figura 23. Reserva remanente 2P de gas (mmmpc).



Fuente: CNH con datos de PEP

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 3 yacimientos del proyecto de explotación Costero Terrestre, 144.8 mmbpce corresponden a reserva 1P, 183.8 mmbpce a reserva 2P y 237.0 mmbpce a reserva 3P; de los cuales 144.8 mmbpce de reserva 1P, 2P y 3P están sustentados con simulación numérica dentro del yacimiento Costero KM-KI. La Tabla 16 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación

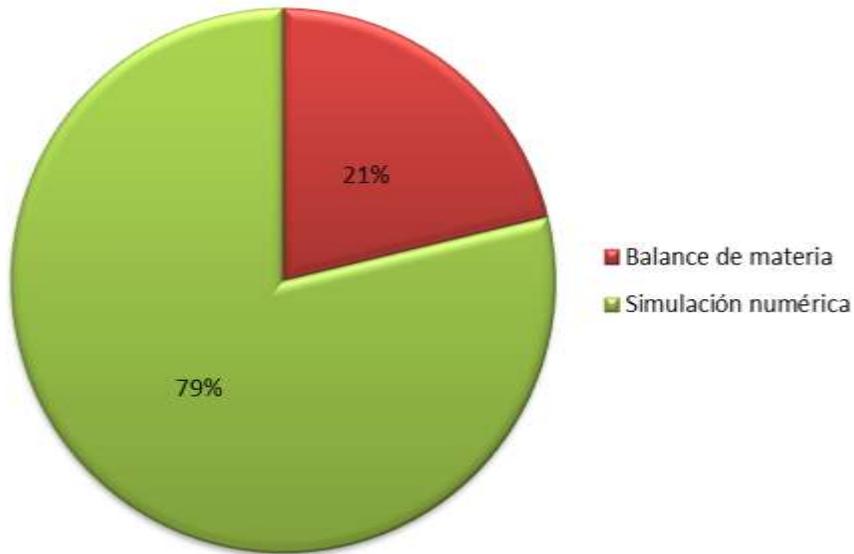
Tabla 16. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Balance de materia	0.0	39.0	92.2
Simulación Numérica	144.8	144.8	144.8
Total	144.8	183.8	237.0

Fuente: CNH con datos de PEP

Para el petróleo crudo equivalente se presenta un comportamiento semejante al del gas, Figura 24, ésto debido al enorme volumen de gas de Costero KM-KI. Dicho yacimiento demuestra su importancia siendo el 79% del total del proyecto en cada tipo de reserva tanto en aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

Figura 24. Reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente (mmbpce).



Fuente: CNH con datos de PEP

- **Evolución del modelo de estimación**

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

Ambos yacimientos con balance de materia poseen su modelo estático completo, último requerimiento que necesitaban para poder evolucionar su modelo a simulación numérica. Por lo

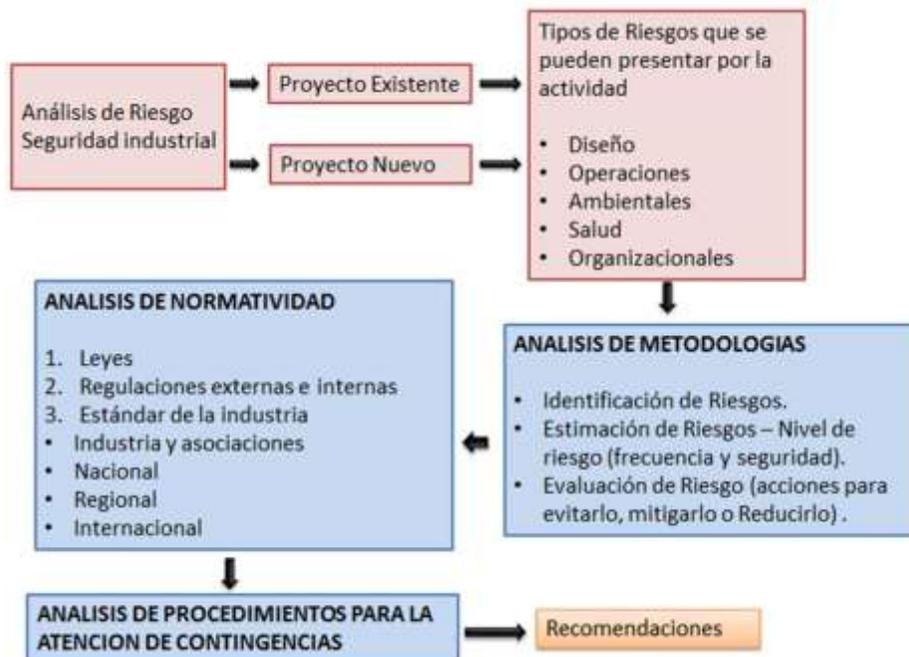
anterior, la CNH recomienda que se realice un estudio de la factibilidad de llevar Ribereño KM y Costero KS a un modelo de simulación numérica.

g) Condiciones necesarias de seguridad industrial

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones correspondientes la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 25) para poder evaluar y emitir las recomendaciones en materia de seguridad industrial en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Costero Terrestre , en este procedimiento y con base en el tipo de proyectos se lleva cabo las siguientes actividades:

- 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 25. Procedimiento de seguridad industrial.



Fuente: CNH

Se recomienda que PEMEX observe la seguridad industrial en el proyecto en función a una administración integral de la seguridad considerando los elementos presentados en la Figura 26.

Figura 26. Elementos a cuidar en la seguridad industrial.



Fuente: CNH

Con base en la información del proyecto que fue enviada originalmente relacionada con los aspectos de seguridad industrial, PEMEX menciona que se han identificado los riesgos asociados a la ejecución del Proyecto los cuales son inherentes a la misma actividad, tales como el riesgo operativo, del que se ha establecido un plan de mitigación de los mismos reduciendo los riesgos a niveles tolerables que garantizan el éxito del proyecto, asimismo afirman que la seguridad industrial es una prioridad en el proceso productivo y que el manejo de la misma está basada en esquemas de la SSPA.

Comentan que en cuanto a la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas las posicionan de acuerdo a una matriz de riesgos basado en la frecuencia y severidad, y que en función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, PEMEX aplica los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias.

Aunado a lo anterior en mayo del 2013 PEMEX remitió a la Comisión información complementaria en donde se mencionan actividades relacionadas con la perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, así como la construcción de una Batería Modular de separación en el campo Costero, y que en el campo Ribereño se contempla la construcción de un oleogasoducto marino, líneas de descarga, cabezales, así como las actividades necesarias para la operación eficiente de las instalaciones de producción e infraestructura general.

Para el análisis y evaluación de las condiciones de riesgo en que se encuentran actualmente las instalaciones del campo Costero, PEMEX efectuó simulaciones en donde se representaron las condiciones de operación (presión, temperatura y flujo) más críticas o máximas de las líneas superficiales, de lo cual resultó en una serie de recomendaciones técnico operativas.

Asimismo, mencionan que al realizar los programas de mantenimiento preventivo y correctivo correspondientes les permite implementar los planes de emergencia que además de mantener en buen funcionamiento los equipos de seguridad, los riesgos pueden ser minimizados o mitigados (Administración de Riesgos), evitando de esta manera daños al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Por último mencionan la lista de 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.

Por lo tanto, la Comisión recomienda:

- Identificar y evaluar los riesgos en las actividades técnicas operativas y en medida de lo posible se utilicen metodologías adicionales a las consideradas.
- Se recomienda que con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos se lleve cabo una lista de detección de anomalías dando un seguimiento continuo 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.

- Realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presentan los riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras que no se habían realizado con anterioridad.
- Realizar 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.

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.

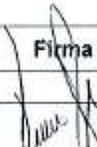
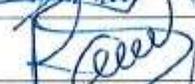
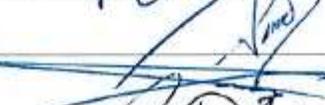
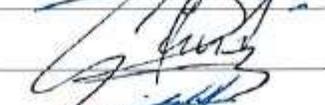
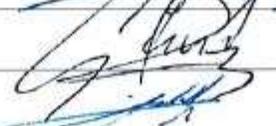
**Proyectos de explotación: Lankahuasa y Costero Terrestre.
Proyecto de exploración: Aceite y Gas en Lutitas.**

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 13 de diciembre de 2012, se presentaron los proyectos Lankahuasa y Costero Terrestre para la acreditación de la etapa equivalente al FEL III, con base en los documentos soporte a la decisión DSD3 y el inicio de la ejecución de la Evaluación del Potencial de la Estrategia de Aceite y Gas en Lutitas etapa FEL I, conforme al planteamiento del documento soporte a la decisión DSD1, 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 Lankahuasa y Costero Terrestre y la etapa equivalente al FEL I de la Estrategia Aceite y Gas en Lutitas.

	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.	Guillermo Ruiz Gutiérrez	PREF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
5.	Moisés Orozco García	PGPB	
6.	Rafael Montanaro Sánchez (suplente) Manuel Sánchez Guzmán (titular)	PPQ	
7.	Rafael Francisco Salgado Pérez (suplente) Guadalupe Merino Bañuelos (titular)	DCF	
8.	Luis Angel Moreno Avendaño (suplente) Ernesto Ríos Patrón (titular)	DCO	
9.	Fernando Arturo Cruz Morales (suplente) María Gabriela García Velázquez (titular)	DCA	
10.	Ruy Haroldo Girard Ruiz (suplente) Luis Fernando Betancourt Sánchez (titular)	DCO	
11.	César A. Conchello Brito	DG	



1. Antecedentes

El Proyecto Costero Terrestre está integrado por 2 campos: Costero y Ribereño, sus yacimientos se encuentran a profundidades que van de 5,600 a 5,900 mbnm, de alta presión y son carbonatos naturalmente fracturados. Los hidrocarburos que producen son gas y condensado cuyas densidades varían entre 43° y 47° API. La producción de hidrocarburos del proyecto, se inició en el año 2006 con los pozos Costero 1, 8 y 14. La presión actual es de 427 kg/cm² y 632 kg/cm² en Costero y Ribereño respectivamente y la producción es de 22 MBPD de aceite y de 170 MMPCD de gas.

En el campo Ribereño se están gestionando los permisos ambientales para la producción, ya que se encuentra en el área Natural Protegida de Laguna de Términos

2. Ubicación

El Proyecto Costero Terrestre está ubicado a 17 km al Noreste de Frontera, Tabasco, México. Tiene una extensión aproximada de 1,343 km² y se ubica geográficamente en un ambiente terrestre y parte del Golfo de México en el campo Ribereño, dentro de la división política del Estado de Tabasco, ubicándose entre los municipios de Centla, Nacajuca, Centro, Jalpa de Méndez y Paraiso.



3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 575 MMMPC de gas y 39 MMB de aceite en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 10,746 MM\$ y enriquecer la mezcla de crudo de exportación a través de la producción de condensado súper ligero. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 7 pozos, de los cuales, 4 son de desarrollo para el campo Ribereño, 1 pozo para el desarrollo de la brecha de KS del Campos Costero y 2 pozos delimitadores en reservas posibles del campo Ribereño; así mismo se consideran 6 reparaciones mayores a pozos, 2 oleogasdutos y 4 líneas de descarga y la construcción de una batería modular de separación, y las actividades necesarias para la eficiente operación de las instalaciones de producción e infraestructura general. El proyecto contempla desarrollarse en armonía con el medio ambiente y las poblaciones de las zonas aledañas, considerando una estrategia que evite el deterioro del medio ambiente y optimice la extracción de hidrocarburos.

El Proyecto de producción Costero Terrestre es considerado como un Proyecto Nuevo, debido a que se desincorpora del Programa Estratégico de Gas (PEG).

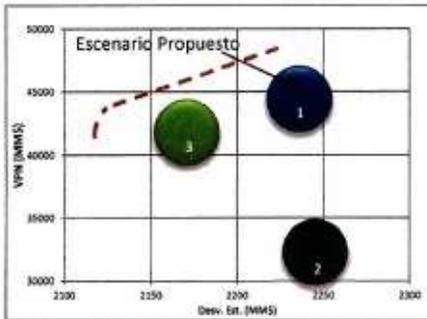
4. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas asociadas a los campos Costero y Ribereño son:

Reservas Remanentes 2012 (01/01/2012)						Factor de Recuperación			
Aceite (MMB)			Gas (MMMPC)			Actual (%)		Final (%)	
1P	2P	3P	1P	2P	3P	Aceite	Gas	Aceite	Gas
31	43	57	481	697	760	18	18	46	69

Handwritten signatures and initials

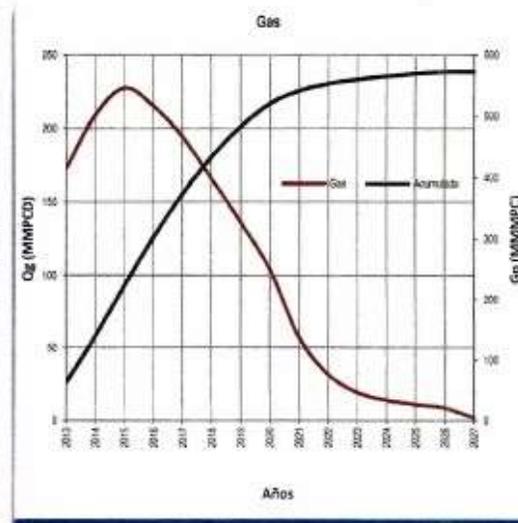
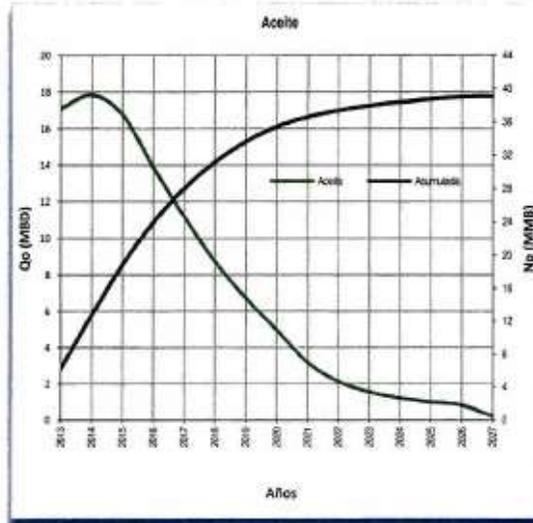
5. Evaluación y selección del escenario



- Escenario 1 (Escenario Propuesto)**
 - Perforación de 7 pozos
 - 6 reparaciones mayores en Costero
 - Ajustamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción y desarrollo del campo Ribereño.
- Escenario 2**
 - Perforación de 7 pozos.
 - 6 reparaciones mayores en Costero.
 - Ajustamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción, desarrollo del campo Ribereño.
 - Mantenimiento de Presión mediante la inyección de gas en el yacimiento del campo Costero.
- Escenario 3**
 - Perforación de 7 pozos.
 - 6 reparaciones mayores en Costero.
 - Ajustamiento natural mediante el establecimiento de plataformas de producción, desarrollo del campo Ribereño.
 - Mantenimiento de Presión mediante la inyección de nitrógeno en Costero.

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013 – 2027.



Handwritten signatures and initials

7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Reclasificación de Reservas en Ribereño. (Perforación de 2 pozos delimitadores en la reserva posible del campo).
2. Técnico: Yacimiento naturalmente fracturado con posible acuífero activo en Campo Ribereño. (Gastos críticos que evitan el avance del contacto agua - aceite y adquisición de información para determinar contactos de fluidos).
3. Ambiental: El proyecto se ubica geográficamente en zonas ecológicas altamente sensibles (Laguna de Términos), lo cual origina retrasos en la elaboración de estudios (Gestión oportuna de permisos, de acuerdo a la normatividad vigente por autoridades competentes).
4. Social: Los habitantes de las poblaciones en el área del proyecto podrían promover interrupciones de las actividades en las instalaciones. (Estrategia de atención sustentable a la comunidad).

8. Actividades Físicas del escenario Propuesto

Actividad pozos	Proyecto Propuesto
Pozos de desarrollo nuevos	5
pozos delimitadores	2
Reparaciones Mayores	6

Obras Nuevas (2013-2027)	
Actividad Física	Proyecto Propuesto
Batería de Separación Modular	1
Oleogasoducto	2
Líneas de Descarga	4

9. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
	2013-2027	2013-2027
VPI (MMS)	8,493	8,493
VPN (MMS)	44,251	5,276
VPN/VPI	5.21	0.62

10. Resultado del Dictamen

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

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

Handwritten initials and signatures

Se realizó un comparativo entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) por parte de PEMEX, Tabla 17, respecto a los proyectos enviados a esta Comisión para emitir un dictamen, denominados como nuevos o de modificación sustantiva.

Tabla 17. Comparativo entre las cédulas entregadas al GTI de PEMEX respecto al proyecto enviado.

	Unidades	PEMEX	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD3 Presentado	%
Inversión	mmpesos	10,746	10,844	0.9%
Gasto de Operación	mmpesos	ND	12,797	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	39	40	2.5%
Reservas a recupera Gas 2P	mmmpc	575	581	1.0%
Horizonte	años	2013-2027	2013-2039	
Pozos a perforar desarrollo	núm.	5	5	0.0%
Pozos a perforar delimitadores	núm.	2	2	0.0%
Rep. Mayores	núm.	6	6	0.0%
Rep. Menores	núm.	ND	ND	-
Ductos	núm.	2	2	0.0%
VPN (antes impuestos)	mmpesos	44,251	44,414	0.4%
VPI (antes impuestos)	mmpesos	8,493	8,507	0.2%
VPN (después impuestos)	mmpesos	5,276	5,321	0.8%
VPI (después impuestos)	mmpesos	8,493	8,507	0.2%

Fuente: CNH con datos de PEP

Se puede observar que para el proyecto Costero Terrestre existen variaciones entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión, específicamente en el horizonte, es completamente diferente. Sin embargo, el resto presenta una variación mínima, dicha variación mínima es atribuida a que los valores de producción, inversión y gasto de operación después de 2027 son prácticamente marginales y no afectan demasiado los valores totales e indicadores económicos.

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 de PEMEX, 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 DE EXPLOTACIÓN COSTERO TERRESTRE

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	(2018-2039)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	2,586	1,840	3,379	1,145	241	1,653	10,844	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,610	1,843	2,034	1,800	1,560	3,951	12,797	10
Qo Promedio.	(mbpd)	17	18	17	14	11	-	40.0 (mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Contempla perforar 7 pozos de desarrollo y dos pozos delimitadores, así como 6 reparaciones mayores, la construcción de una Batería Modular de separación, la construcción de un oleogasoducto marino, líneas de descarga, cabezales, así como actividades necesarias para la eficiente operación de las instalaciones de producción e infraestructura general.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	3	1	2	1	0	0	7	NA
Terminación.	(número)	3	1	2	1	0	0	7	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	5	1	0	0	0	0	6	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

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

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

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

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

Estrategia de explotación

1. Vigilar la administración de los yacimientos para explotarlos al ritmo de producción óptimo. Asimismo, la Comisión considera necesario que se lleve a cabo un estricto control en las producciones de gas y agua, ya que no sólo afecta la producción de los campos, sino también existe el riesgo de afectación a las instalaciones y el medio ambiente.
2. Optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, a fin de reducir los costos y tiempos de forma eficiente, dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto. En el mismo sentido, jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA).

Ritmo de Extracción de los campos

3. Evaluar el impacto del número de pozos a perforar (óptimo) ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y los indicadores económicos del proyecto.
4. Optimizar el ritmo de extracción (gastos críticos) de acuerdo a la actividad actual y programada para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos y el corte de agua por pozo, así como aplicar nuevas tecnologías en la terminación de los pozos.

Reservas

5. Incrementar el factor de recuperación jerarquizando y seleccionando las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas del proyecto, a través de la incorporación de tecnologías y mayor conocimiento del subsuelo, bajo un Plan de Desarrollo óptimo que permita una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades. Lo anterior, tomando en cuenta las condiciones actuales y futuras del proyecto.

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

Geociencias

8. Considerar la posibilidad de adquirir sísmica 4D para detectar con mayor precisión volúmenes de hidrocarburos en zonas no drenadas.
9. Realizar “Modelos de Fracturas” en los cuales 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 contar con un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en los yacimientos.

Ingeniería de Yacimientos

10. Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
11. Contar con modelos de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de estos procesos, así como con 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 es recomendable analizar, en las

áreas del proyecto donde sea viable, la aplicación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

12. Identificar las zonas y el momento en donde se pueda presentar el fenómeno de condensación retrógrada en los yacimientos, situación en la cual se perderán líquidos con valor comercial, debido a que este proyecto contiene una gran cantidad de recursos de fluidos de gas y condensado.

Para lo anterior, es necesario considerar algún proceso de mantenimiento de presión para evitar, en la medida de lo posible, el fenómeno de la condensación retrógrada referido.

13. A fin de incrementar las reservas del proyecto, la Comisión recomienda que se evalúen todos los métodos de recuperación secundaria en los yacimientos del proyecto que lo requieran y que se aplique alguno que permita incrementar la rentabilidad del proyecto.

Asimismo, es imperante contar con un programa detallado de la implementación de los métodos de recuperación donde se especifican las actividades principales a realizar en cada yacimiento del proyecto. Dicho programa debe contener las actividades relacionadas con el monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria a implementar.

Aspectos económicos

14. Documentar de manera consistente la información del proyecto que presente ante la Comisión y ante el Grupo de Trabajo de Inversión del organismo. Además, se sugiere que en las cédulas que entrega al referido Grupo, se incluya el gasto de operación como dato informativo, sobre todo si es muy similar al de las inversiones.

15. 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. Lo anterior debido al régimen fiscal al que está sometido el proyecto

Seguridad industrial

16. Incluir en la documentación del proyecto 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 identificar y corregir cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, a fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.

17. Complementar 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 PEMEX cuente con un programa de identificación, evaluación, y mitigación, de riesgos,, así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria.

18. Llevar a cabo una evaluación de los riesgos operativos orientada a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos, 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

19. Contar con un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, en el que se incluyan elementos humanos y materiales para alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto.

20. Documentar 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.

21. Solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto que correspondan, con la finalidad de que la Secretaría de Energía lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.

22. 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 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 la Secretaría requiera a PEMEX, 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 Costero Terrestre, que para su evaluación, exploración y/o desarrollo sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, el organismo presente la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios para que la Comisión emita su dictamen técnico.

En su caso, deberá presentarse 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 expongan 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.
7. Es importante que la Secretaría solicite a PEMEX un reporte cada 6 meses sobre las actividades y recomendaciones solicitadas por ésta Comisión.