

Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación
Antonio J. Bermúdez (Modificación Sustantiva)

MAYO 2013

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	8
A) UBICACIÓN.....	8
B) OBJETIVO.....	9
C) ALCANCE.....	9
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN	14
E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	15
F) INDICADORES ECONÓMICOS	17
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	20
A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....	20
B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL.....	20
C) DICTAMEN DEL PROYECTO	25
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN.	27
A) RESERVAS.....	27
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS.....	36
C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS.....	39
D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	39
E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	41
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS.....	41
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	43
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	53
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.....	55
F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS	60
G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	66
VII. OPINIÓN DE LA MIP	70
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	83

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 Antonio J. Bermúdez, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado una modificación sustantiva.

El proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez, desarrollado por el Activo Samaria - Luna, desincorporó los campos comprendidos en el proyecto Ogarrio-Magallanes, la componente exploratoria Cuichapa, así como disminuyó las intervenciones mayores e incrementó las intervenciones menores, razones principales por las cuales se originó una modificación sustantiva.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

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

1. Oficio SPE-665-2012 recibido en esta Comisión el 28 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite información relacionada con el proyecto, para efectos de su dictamen, con fundamento en el artículo 4, fracción VI de la Ley de la Comisión y en términos del artículo 28 de la *Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* (Lineamientos técnicos).
2. Oficio D00.-SE.-794/2012, de fecha de 4 de diciembre de 2012, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada: archivos modificables, anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos DSD's.
3. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
4. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.
5. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita una prórroga de 10 días hábiles para la entrega de información (solicitud

de suspensión de días hábiles), derivado del incidente ocurrido el 31 de enero de 2013 dentro de las instalaciones del Centro Administrativo de Pemex.

6. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
7. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.
8. Oficio D00.-SE.-169/2013, de fecha 26 de abril de 2013, mediante el cual la Comisión notifica la prórroga de oficio al plazo para la emisión de los dictámenes de los proyectos remitidos en el oficio SPE-665-2012.

III. Mandato de la CNH

Disposiciones legales que facultan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículos 2, 3, 4, fracciones VI, XI, y XXIX y 8 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12, fracción III y 13 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; Resolución CNH.06.002/09, artículos 1, 2, 4, 5, 6, 49 y 50 de los Lineamientos Técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en relación con lo establecido en el 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

A continuación se transcriben los fundamentos de mayor relevancia relacionados con el presente dictamen.

Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Artículo 4o. “Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente: ...

I. a V. (...)

VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;

(...)”

Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Artículo 12. “En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:

(...)

III. El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos,...

(...)”

Resolución CNH.06.002/09 relativa a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009.

Artículo 4. “Se considerarán proyectos que deben ser dictaminados por la Comisión, en términos de la fracción VI del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los siguientes:

- I. Proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que PEMEX proponga como nuevos.
- II. Modificaciones sustantivas a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, independientemente de la fuente de recursos para su realización, en términos de lo dispuesto en el capítulo VII de los presentes lineamientos técnicos.”

Artículo 50. “La Comisión notificará a la Secretaría de su dictamen y dará a conocer su resolución a través del Registro Petrolero. ...”

Lo anterior, en correlación con el **artículo 33 fracción VIII** de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el cual establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...) VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

IV. Elementos generales del proyecto

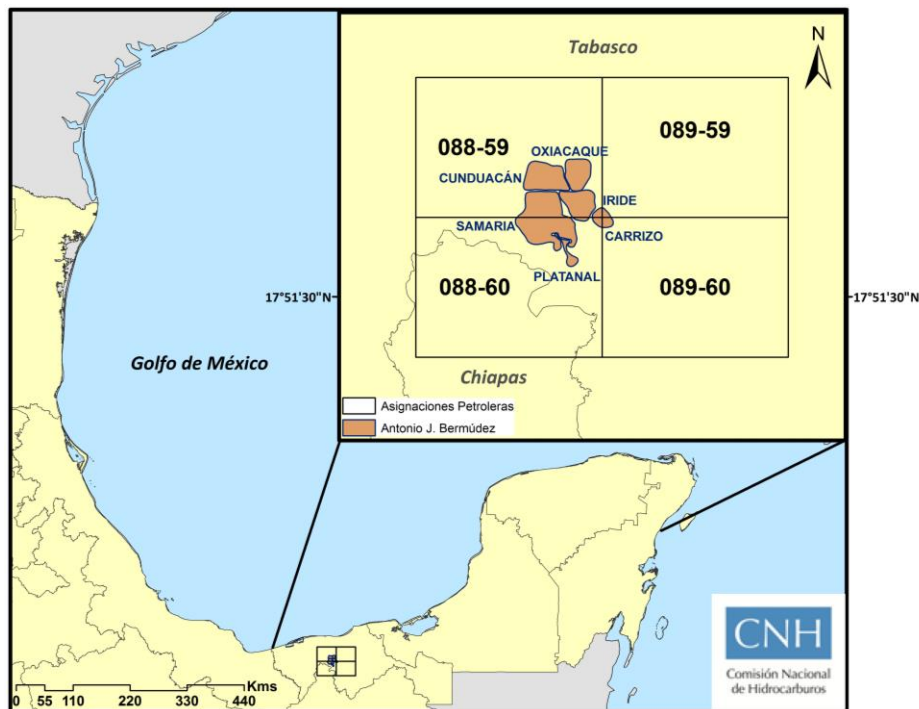
De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez, para el cual la Comisión emite su dictamen. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones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

a) Ubicación.

El proyecto Antonio J. Bermúdez se encuentra en la parte sureste de la República Mexicana, a 20 km al noreste de la ciudad de Villahermosa, en los municipios Conduacán y Centro en el estado de Tabasco. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto.

El proyecto está formado por los campos Carrizo, Conduacán, Íride, Oxiacaque, Platanal y Samaria.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.



Fuente: CNH con datos de PEP

b) Objetivo

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez tienen como objetivo alcanzar una producción acumulada de 483 millones de barriles de aceite y 1,622 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2050, con una inversión de 82,314 millones de pesos.

c) Alcance

El proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez contempla perforar 188 pozos (siendo 26 de ellos no convencionales), realizar 496 reparaciones mayores, 1,931 reparaciones menores, así como actividades de optimización y construcción de infraestructura necesaria (oleogasoductos, líneas de descarga, cabezales) para la eficiente operación.

También considera el mantenimiento de presión mediante la inyección de 190 mmpcd de nitrógeno en los campos Cunduacán y Oxiacaque; 60 mmpcd de gas amargo en el campo Íride hasta 2014; 60 mmpcd de gas contaminado con N₂ de forma permanente en el campo Oxiacaque; 75 mbpd de agua residual en los campos Cunduacán y Samaria; e inyección de vapor en los campos Samaria, Íride y Carrizo del horizonte Terciario. Asimismo, contempla la ampliación de una planta de tratamiento de agua residual con capacidad de 50 mbpd y de una unidad recuperadora de nitrógeno (NRU) de 60 mmpcd.

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

Alternativa 1: Recuperación primaria y secundaria. Contempla el mantenimiento de presión a través de inyección de N₂ de 190 mmpcd y la inyección de agua de 75 mbpd, perforación y terminación de 15 pozos horizontales, 115 reparaciones mayores junto con 300 reparaciones menores con sistema de artificial de producción por bombeo neumático y bombeo electrocentrifugo y la construcción de una planta recuperadora de nitrógeno de 60 mmpcd. En el Terciario se considera la perforación de pozos direccionales y multilaterales así como

reparaciones mayores para la producción de aceite pesado y extrapesado en los campos Samaria y Carrizo.

Alternativa 2: Recuperación primaria y secundaria. Considera la perforación y terminación de 17 pozos productores horizontales/multilaterales, 201 reparaciones mayores, 368 reparaciones menores con sistema de producción artificial por bombeo neumático y bombeo electro-centrifugo, el mantenimiento de presión a través de la inyección de 190 mmpcd de N₂, la inyección de 60 mmpcd de gas contaminado con N₂, 60 mmpcd de gas amargo, la inyección de 75 mbpd de agua residual, así como la construcción de una planta removedora de nitrógeno de 60 mmpcd. Para el Terciario, considera la perforación de pozos direccionales y multilaterales en los campos Samaria, Carrizo e Íride, así como reparaciones mayores para la producción de aceite pesado y extrapesado. Para el campo Samaria se contempla la perforación y terminación de 162 pozos direccionales y horizontales de largo alcance, 295 reparaciones mayores y 1,563 reparaciones menores y un proceso de recuperación mejorada por inyección cíclica de vapor para cada pozo.

Alternativa 3: Recuperación primaria y secundaria. Considera la perforación y terminación de 22 pozos productores horizontales/multilaterales, 9 pozos inyectoros de agua horizontales, 285 reparaciones mayores, 321 reparaciones menores con sistema de producción artificial por bombeo neumático y bombeo electro-centrifugo, el mantenimiento de presión a través de inyección de 190 mmpcd de N₂, la inyección de 60 mmpcd de gas contaminado con N₂, 60 mmpcd de gas amargo, la inyección de 75 mbpd de agua residual, y la construcción de una planta removedora de nitrógeno de 60 mmpcd. Para el Terciario, se considera la perforación de pozos direccionales y multilaterales en los campos Samaria, Carrizo e Íride, así como reparaciones mayores para la producción de aceite pesado y extrapesado de los campos Samaria y Carrizo. Para Samaria, se contempla la perforación y terminación de 162 pozos direccionales y horizontales de largo alcance, 295 reparaciones mayores y un proceso de recuperación mejorada por inyección cíclica de vapor para cada pozo.

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

Tabla 1. Resumen de alternativas de explotación del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.

Alternativa		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Yacimiento	Formación	Paraje solo y Cretácico	Paraje solo y Cretácico	Paraje solo y Cretácico
	Tipo de Fluido	Aceite y Gas asociado	Aceite + Gas asociado	Aceite + gas asociado
	Recuperación	Secundaria	Secundaria y mejorada	Secundaria y mejorada
	Proceso	Mantenimiento de presión.	Mantenimiento de presión + vapor	Mantenimiento de presión + vapor
	Control de la RGA	Si	Si	Si
	Fluidos de Inyección	Nitrógeno y agua	Gas, gas contaminado, nitrógeno, agua y vapor de agua	Gas, gas contaminado, nitrógeno, agua y vapor de agua
Pozos	Tipo de Pozo	Direccional y horizontal	Direccional, horizontal y multilateral	9 Pozos Inyectores. Direccional, horizontal y multilateral
	Terminación	Sencilla	Sencilla	Sencilla
	Reparación	Reparación Mayor + Reparación Menor + Taponamientos	Reparación Mayor + 1931 Reparación Menor + Taponamientos	Reparación Mayor + 312 Reparación Menor + Taponamientos
Productividad	Sistema de Producción	Fluyente, SAP	Fluyente, SAP	Fluyente, SAP
Instalaciones	Arreglo de localización	Actual + Nueva	Actual + Nueva	Actual + Nueva
	Batería	Actual + Adecuación	Actual + Adecuación	Actual + Adecuación
	Manejo de Agua	Actual + Nueva + Adecuación	Actual + Adecuación	Actual + Nueva + Adecuación
	Recuperación de N₂	Nueva	Nueva	Nueva
	Planta de Inyección	Agua, N ₂ y gas	Agua, N ₂ y gas	Agua, N ₂ y gas

Fuente: PEP

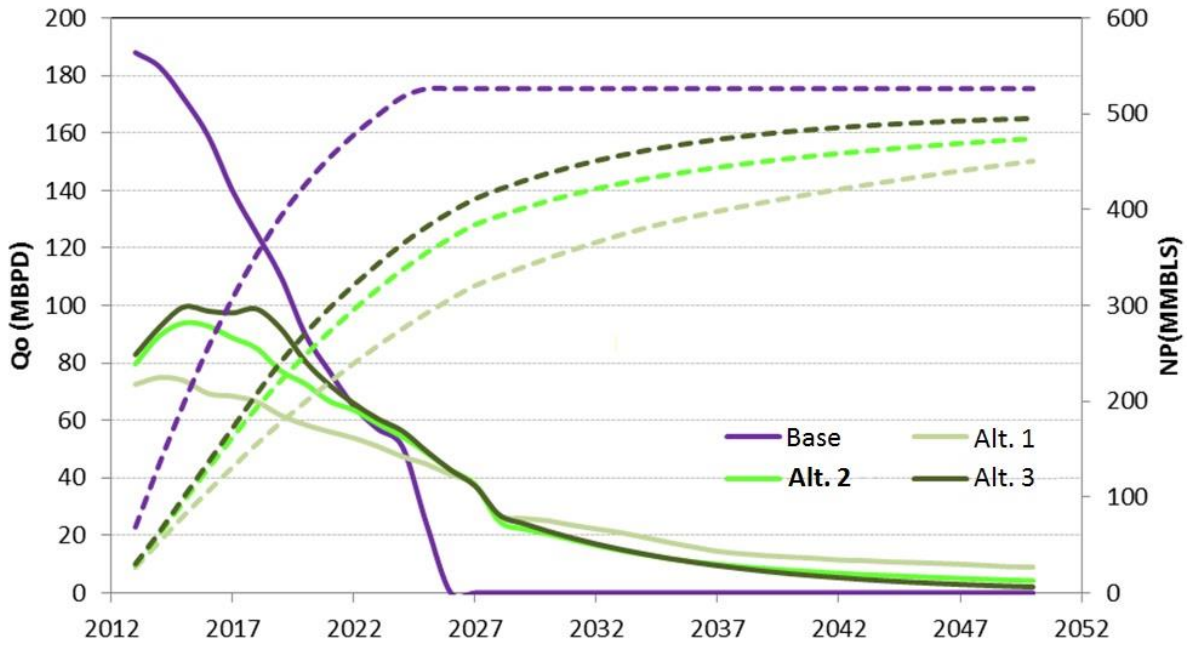
En la Tabla 2 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 2, mientras que las Figuras 2 y 3 muestran los perfiles de producción de aceite y gas de las alternativas, respectivamente.

Tabla 2. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2013	80	222
2014	90	218
2015	94	220
2016	93	217
2017	89	210
2018	85	200
2019	77	187
2020	73	175
2021	67	163
2022	64	153
2023	59	143
2024	54	135
2025	49	127
2026	43	120
2027	38	113
2028	31	110
2029	27	106
2030	24	102
2031	21	96
2032	19	90
2033	16	86
2034	14	83
2035	13	80
2036	11	78
2037	10	76
2038	9	76
2039	8.5	75
2040	7.9	74
2041	7	73
2042	7	72
2043	6	72
2044	6	71
2045	6	71
2046	5	70
2047	5	70
2048	5	69
2049	4	69
2050	4	70
Total	483 (mmb)	1,622 (mmpc)

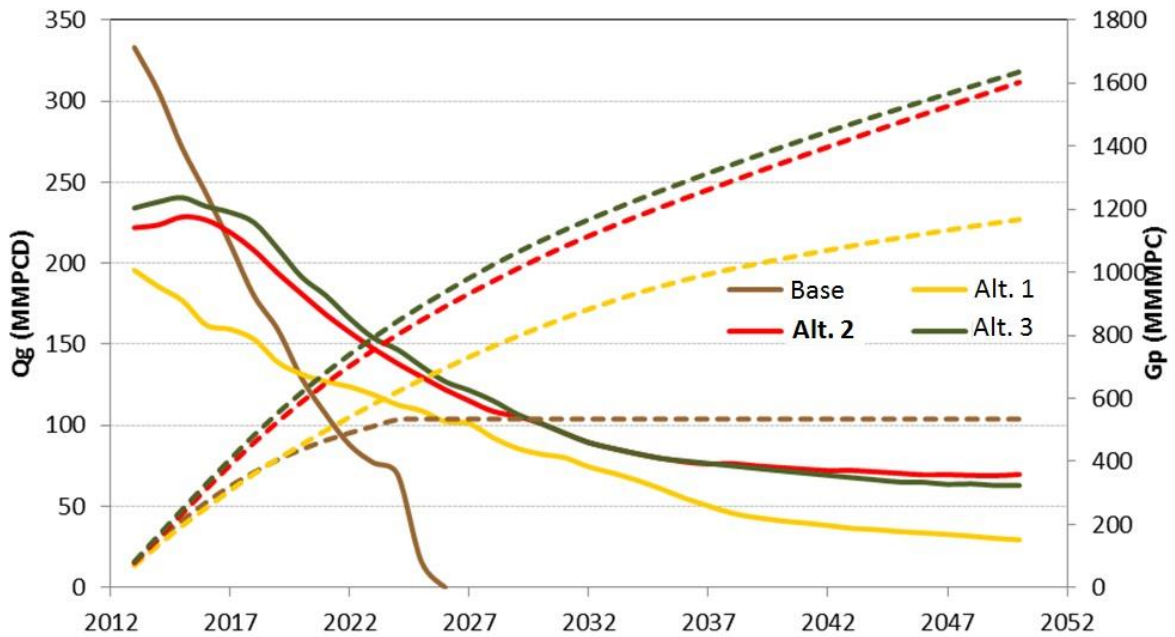
Fuente: PEP

Figura 2. Perfil de producción de aceite de las alternativas.



Fuente: PEP

Figura 3. Perfil de producción de gas de las alternativas.



Fuente: PEP

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 2, debido a que ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y el riesgo asociado, con un VPN de 216,473 millones de pesos y una relación VPN/VPI de 4.74.

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2013-2050 en el proyecto es de 82,314 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 56,396 millones de pesos, como se describe en la Tabla 3.

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

Año	Inversión Total	Inversión		Gastos de operación
		Estratégica	Operacional	
2013	11,765	7,966	3,799	4,091
2014	9,100	5,372	3,728	3,843
2015	6,513	3,169	3,344	4,351
2016	5,802	2,808	2,993	4,513
2017	5,743	2,888	2,855	4,706
2018	4,105	1,486	2,620	3,707
2019	3,741	1,128	2,613	4,260
2020	3,446	926	2,520	3,616
2021	3,677	1,114	2,564	3,256
2022	3,418	937	2,481	3,180
2023	2,455	658	1,798	3,101
2024	2,493	777	1,716	2,689
2025	2,349	679	1,670	2,163
2026	2,232	584	1,648	1,808
2027	2,165	470	1,695	1,456
2028	965	184	782	487
2029	962	206	755	421
2030	942	228	714	387
2031	949	234	715	355
2032	935	229	706	327
2033	912	231	681	304
2034	829	192	637	283
2035	818	180	638	266
2036	656	208	448	255
2037	641	213	428	224
2038	589	176	413	215

2039	568	177	391	334
2040	574	184	390	201
2041	454	133	321	194
2042	415	124	291	190
2043	329	71	258	185
2044	282	69	213	180
2045	310	99	211	176
2046	270	67	203	173
2047	231	71	160	169
2048	231	80	151	166
2049	226	71	155	166
2050	221	70	151	0
Total	82,314	34,458	47,856	56,396

Fuente: PEP

e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación.

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2012 para aceite y gas, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.

Tabla 4. Volumen original 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 (%)
Carrizo	308.6	64.0	18.8	18.8	18.8	18.8	4.8	15.0
Cunduacán	1,813.5	2,198.6	31.4	39.6	31.4	39.6	31.4	39.6
Íride	1,697.1	1,954.2	35.4	41.3	34.4	41.1	28.7	40.8
Oxiacaque	1,220.9	1,340.9	14.1	38.3	14.1	38.3	14.1	38.3
Platanal	117.0	128.0	28.6	29.4	28.6	29.4	19.0	28.9
Samaria	4,635.2	5,045.8	39.6	40.2	35.6	40.0	34.5	39.9
Total	9,792.3	10,731.5	28.0	34.6	27.2	34.5	22.1	33.7

Fuente: PEP

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

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

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

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

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez se presentan en la Tabla 5.

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

Campo	1P		2P		3P	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Carrizo	0	0	5.0	3.5	50.7	6.1
Cunduacán	104.8	407.1	164.8	529.1	164.8	529.1
Íride	300.2	777.3	323.8	833.5	373.4	836.1
Oxiacaque	80.4	385.2	103	493.9	103.0	493.9
Platanal	1.4	5.9	1.4	5.9	9.3	6.4
Samaria	406.8	506.0	502.8	525.3	527.3	526.3
Total	893.7	2,081.5	1,100.8	2,391.1	1,228.4	2,397.7

Fuente: PEP.

f) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 85.24 dólares por barril (USD/barril) para el aceite y 5.97 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 2013-2050, el proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez requiere una inversión de 82,314 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 649,248 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 56,396 millones de pesos.

La Tabla 6 presenta los valores para la inversión y el gasto de operación del proyecto.

Tabla 6. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión	Gastos de operación
2013	11,765	4,091
2014	9,100	3,843
2015	6,513	4,351
2016	5,802	4,513
2017	5,743	4,706
2018	4,105	3,707
2019	3,741	4,260
2020	3,446	3,616
2021	3,677	3,256
2022	3,418	3,180
2023	2,455	3,101
2024	2,493	2,689
2025	2,349	2,163

2026	2,232	1,808
2027	2,165	1,456
2028	965	487
2029	962	421
2030	942	387
2031	949	355
2032	935	327
2033	912	304
2034	829	283
2035	818	266
2036	656	255
2037	641	224
2038	589	215
2039	568	334
2040	574	201
2041	454	194
2042	415	190
2043	329	185
2044	282	180
2045	310	176
2046	270	173
2047	231	169
2048	231	166
2049	226	166
2050	221	0
Total	82,314	56,396

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida en el horizonte 2013-2050, se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Indicadores Económicos.

		Antes de impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	216,473	20,983	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	45,636	45,636	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI	4.7	0.5	peso/pesos

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 216,473 millones de pesos y de 20,983 millones de pesos después de impuestos.

V. Emisión del dictamen

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

a) Revisión documental

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

b) Suficiencia documental.

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

<u>Aspectos de explotación</u>	Suficiente (82%)	Observaciones
I. Resumen ejecutivo		
a. Objetivos y alcances del proyecto:	Sí	
b. Ubicación geográfica:	Sí	
c. Estrategias consideradas:	Sí	
d. Recomendaciones:	Sí	
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición		
Objetivos y alcance de la etapa de definición:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
III. Introducción		
Introducción:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
IV. Motivo y justificación del proyecto		

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

Estrategia de administración del proyecto de explotación:	Sí	
XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II		
a. Plan integral de explotación		
1. Estrategia de explotación:	Sí	
2. Desarrollo inicial:	Sí	
3. Plataforma de producción:	Sí	
4. Declinación:	Sí	
5. Abandono:	Sí	
6. Monitoreo de explotación del yacimiento:	Sí	
7. Tecnología a utilizar:	Sí	
b. Ingeniería básica y de detalle de pozos		
1. Programa direccional:	Sí	
2. Programa de fluidos:	Sí	
3. Programa tuberías de revestimiento y producción:	Sí	
4. Selección de cabezales y árboles:	Sí	
5. Programa de toma de información:	Sí	
6. Diseño de la terminación:	Sí	
7. Riesgos mayores y plan de manejo:	Sí	
8. Tiempos de perforación y terminación:	Sí	
9. Costos de perforación y terminación:	Sí	
c. Plan de perforación, operación y mantenimiento de pozos		
Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:	Sí	
d. Ingeniería básica de instalaciones		
1. Redes de recolección, distribución, inyección y transporte:	Sí	
2. Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas:	Sí	
3. Plantas auxiliares:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
4. Tratamiento y acondicionamiento de agua:	Sí	
5. Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega:	Sí	
6. Estimados de costos:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos

7. Riesgos mayores y plan de manejo:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
8. Automatización integral subsuelo superficie:	Sí	
e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura		
Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:	Sí	
f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie		
Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie:	Sí	
g. Plan de mitigación de riesgos		
Plan de mitigación de riesgos:	Sí	
h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono		
Plan de desincorporación de activos y/o abandono:	Sí	
i. Planes detallados para la administración		
Planes detallados para la administración:	Sí	
j. Estimado de costos clase II		
El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad:	No	
k. Costos de inversión, operación y mantenimiento		
Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
l. Programa de erogaciones		
1. Costos de inversión, operación y mantenimiento:	Sí	
2. Programa de erogaciones:	Sí	
m. Derechos		
Derechos:	Sí	
n. Guías para el control del proyecto		
Guías para el control del proyecto:	Sí	
XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación		
a. Estructura de precios:	Sí	
b. Consideraciones y premisas:	Sí	
c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):	Sí	
d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:	Sí	
e. Riesgos mayores y plan de manejo:	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:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
d. Estudios de sitio: marino y terrestre:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:	No	No se incluye información a pesar de que se solicitó conforme a los Lineamientos técnicos.
f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales):	Sí	
g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:	Sí	
XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto		
Evaluación del grado de definición del proyecto:	Sí	
XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)		
Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs):	No	No se desarrolló
XX. Administración del conocimiento		
a. Lecciones aprendidas:	No	No se presentan lecciones aprendidas.
b. Mejores prácticas:	Sí	
c. Plan de brechas de competencias:	No	No se detalla el plan, es decir, no se indican las competencias requeridas específicas, ni las brechas; sólo se mencionan algunas acciones de manera

		muy generalizada.
--	--	-------------------

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

Fuente: CNH con datos de PEP.

c) Dictamen del proyecto

La Figura 4 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

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

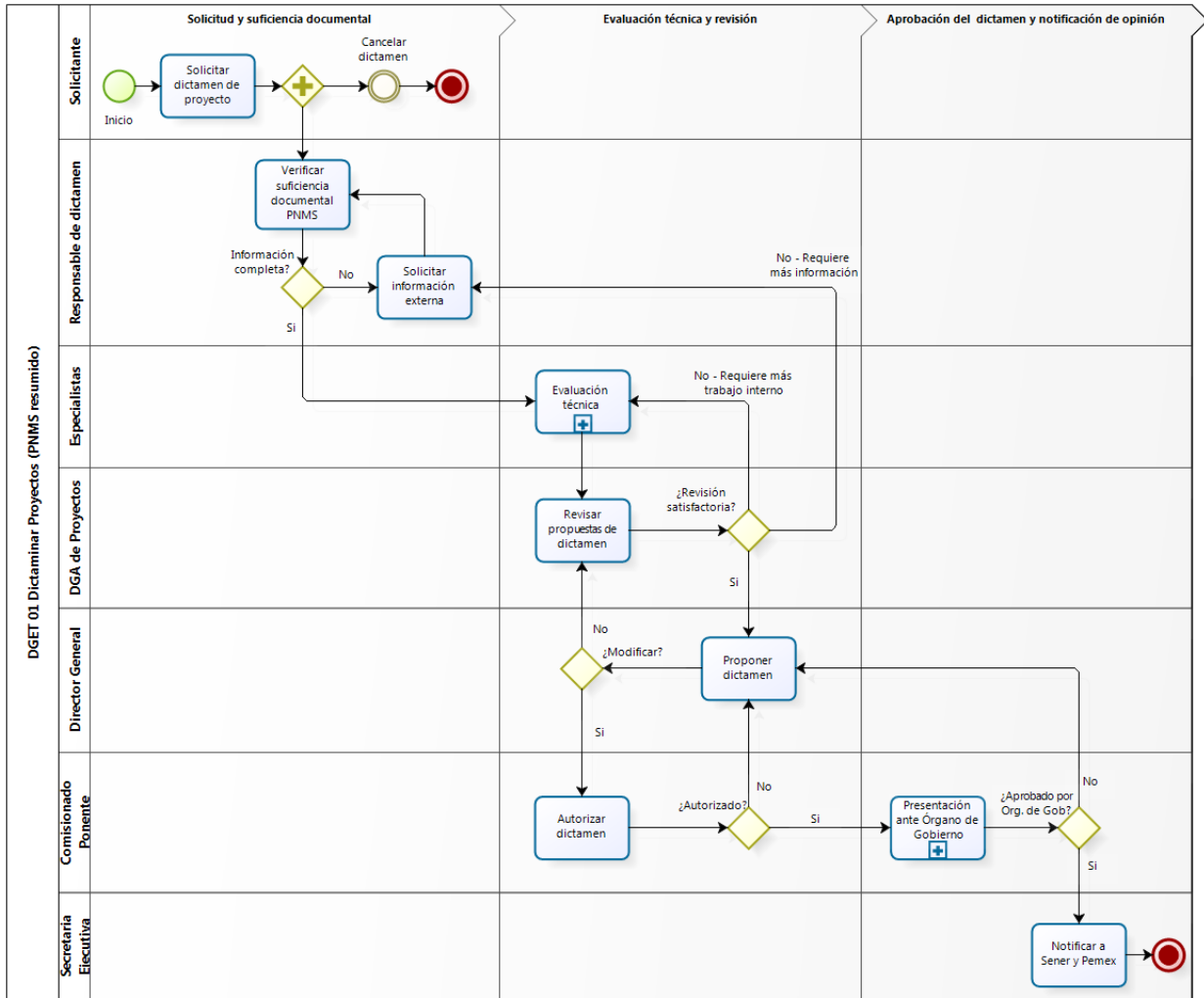
Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros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

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

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno, si el Órgano de Gobierno aprueba el dictamen se remite a Pemex, en los términos de la normativa aplicable; asimismo, se remite copia del mismo a la Secretaría de Energía, para que pueda ser tomado en consideración

en sus procesos de aprobación de proyectos; otorgamiento, modificación y cancelación de asignaciones, así como otorgamiento de permisos.

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



Fuente: CNH

VI. Elementos del proyecto 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 Antonio J. Bermúdez.

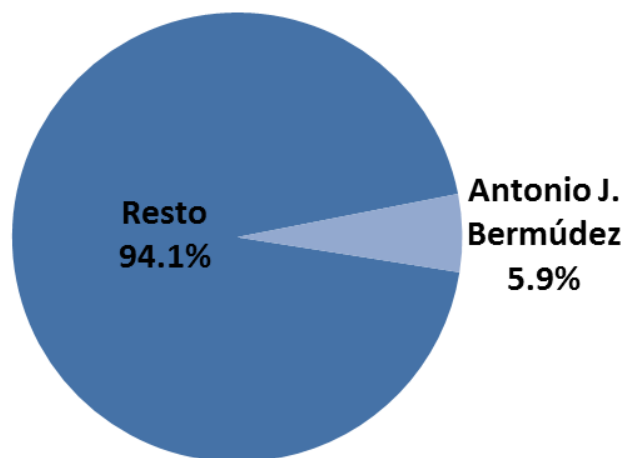
- i.* Las reservas 2P del proyecto representan el 5.9% de las reservas totales de aceite y el 6.9% de las reservas totales de gas de la Nación al 1 de enero de 2012. Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesta, 2013-2050, el volumen a recuperar de aceite representa el 2.6% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional, mientras que el volumen a recuperar de gas representa el 4.7% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras son presentadas en la Tabla 8 y en las Figuras 5 a 8.

Tabla 8. Comparativo de participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Antonio J. Bermúdez en las reservas del país.

Participación Nacional	Aceite	Gas
Reservas proyecto	5.9%	6.9%
Alternativa propuesta	2.6%	4.7%

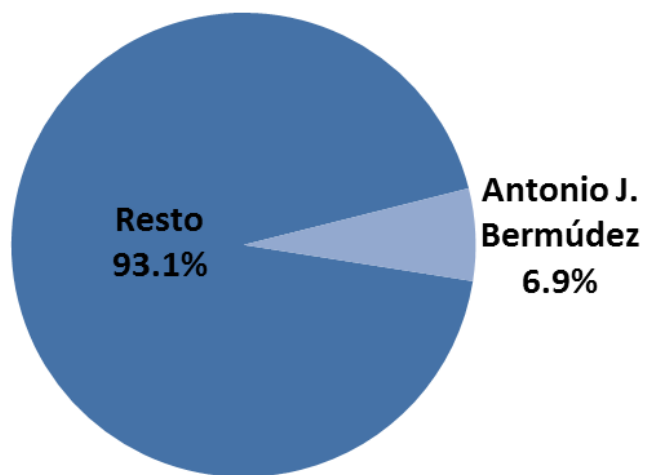
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 5. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Antonio J. Bermúdez en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



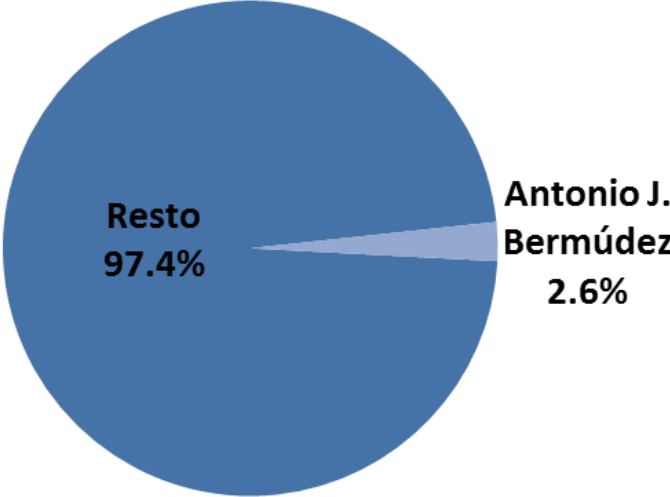
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 6. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Antonio J. Bermúdez en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



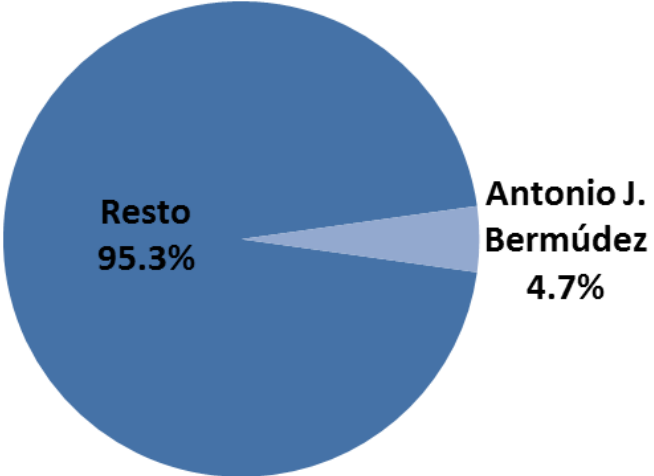
Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 7. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite de la alternativa propuesta del proyecto Antonio J. Bermúdez (2013-2050) en las reservas de la nación.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 8. Participación de las reservas remanentes 2P de gas de la alternativa propuesta del proyecto Antonio J. Bermúdez (2013-2050) en las reservas de la nación.



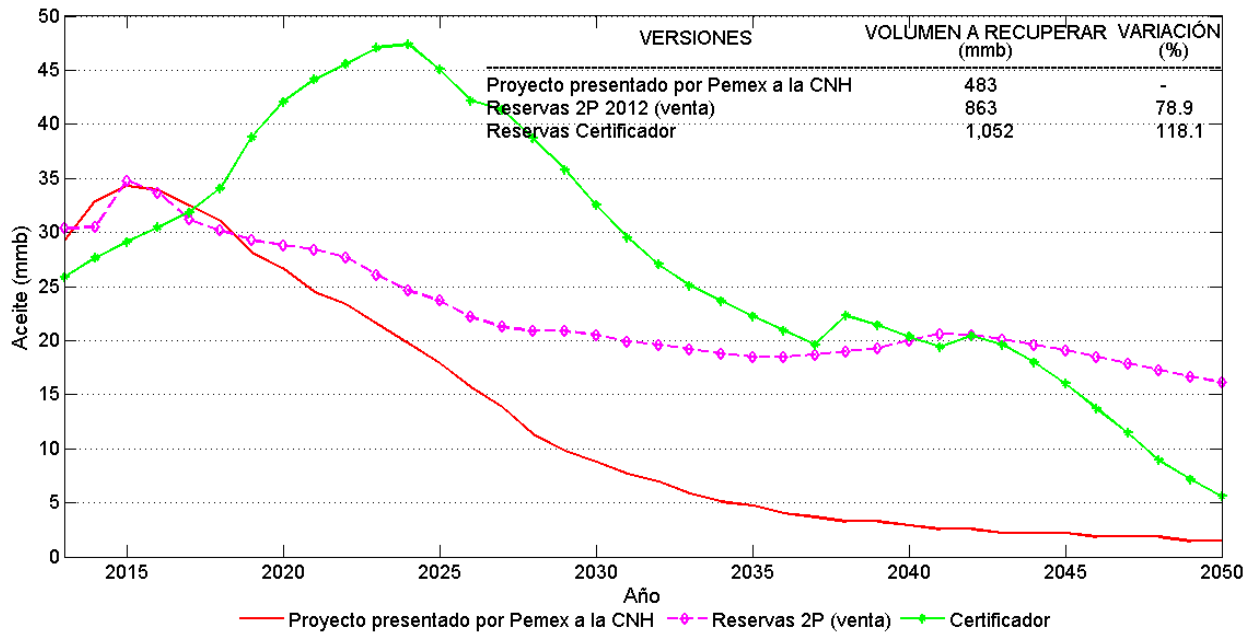
Fuente: CNH con datos de PEP.

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

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

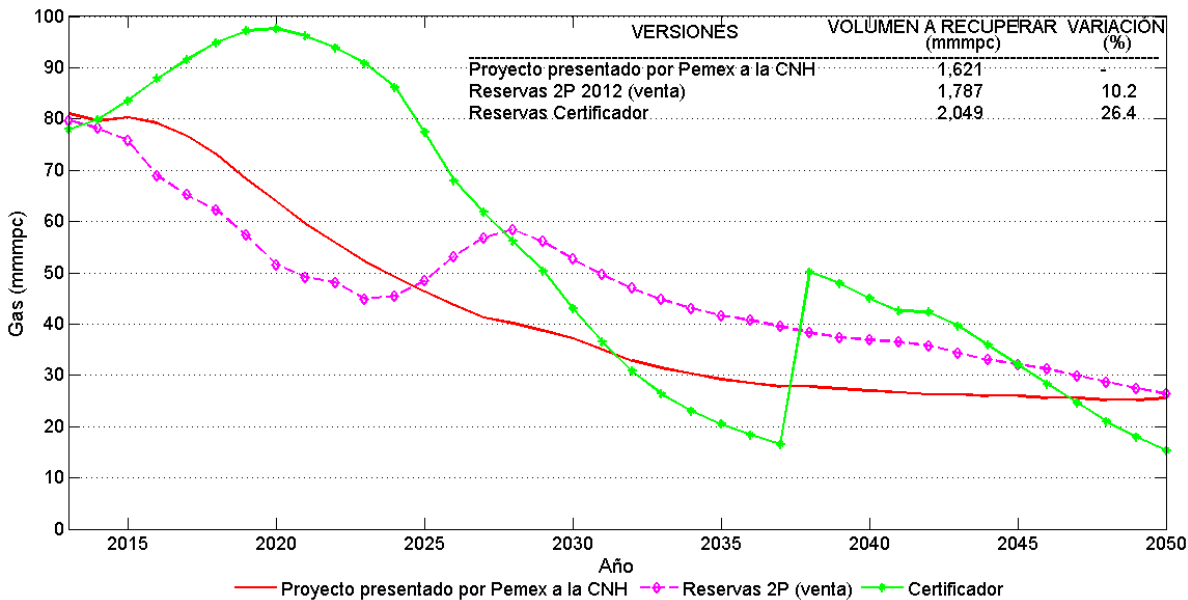
- ii. Debido a que los horizontes señalados en el documento del proyecto presentado a la Comisión son diferentes a los del proceso de reservas, se normalizaron los datos para el periodo 2013 - 2050 para hacer una comparación más objetiva de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 9) y gas (Figura 10).

Figura 9. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 10. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez.



Fuente: CNH con datos de PEP.

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta diferencias respecto al perfil de reservas de aceite; éste se encuentra por debajo del perfil de reservas a partir del año 2020 en adelante, presentando mayor declinación. Asimismo, se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P, recuperando mayor volumen (horizonte 2013-2050).

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

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

La Comisión recomienda disminuir las diferencias entre el comportamiento del volumen a recuperar de aceite y gas del proyecto respecto a los perfiles de reservas 2P de aceite y gas, así como también disminuir las diferencias entre Pemex y los terceros, revisando los aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras.

- iii. De lo observado en el proyecto esta Comisión considera necesario que se incorpore información a los modelos utilizados en el proyecto a través de la caracterización de yacimientos y toma de información oportuna (núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, sísmica, etc.) para determinar la incertidumbre de los parámetros involucrados más representativos y de los posibles resultados de la estimación del volumen original.
- iv. Pemex únicamente refiere un valor del volumen original. Al respecto la Comisión estima conveniente, tomando en cuenta la práctica internacional, que se debe realizar un análisis de riesgo y reducir la incertidumbre de los parámetros de mayor impacto mediante un análisis de sensibilidad que permita disminuir la incertidumbre del volumen original (cálculo probabilista).
- v. La Tabla 9 muestra el volumen original del proyecto, así como el volumen original de los campos que lo integran, sus reservas remanentes 2P para aceite y gas al 1 de enero de 2012 y la producción acumulada asociada a cada campo al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos.

Se puede observar que los campos Samaria y Cunduacán tienen el 75% de las reservas remanentes 2P de aceite del proyecto. En el caso de la producción acumulada, el campo Samaria tiene el 56% de aceite y el 48% de gas.

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

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

Campo	(mmb)	(mmmpc)	(mmbpce)	(mmb)	(mmmpc)	(mmbpce)	(mmb)	(mmmpc)
Carrizo	308.6	64.0	5.8	5.0	3.5	17.1	14.9	9.6
Cunduacán	1,813.5	2,198.6	296.7	164.8	529.1	786.8	569.7	870.9
Íride	1,697.1	1,954.2	527.6	323.8	833.5	681.1	486.4	796.5
Oxiacaque	1,220.9	1,340.9	270.7	103.0	493.9	346.9	172.4	513.9
Platanal	117.0	128.0	2.9	1.4	5.9	31.3	22.3	37.0
Samaria	4,635.2	5,045.8	631.1	502.8	525.3	2,093.9	1,601.4	2,013.0
Total	9,792.3	10,731.5	1,734.9	1,100.8	2,391.1	3,957.1	2,867.0	4,240.8

- Petróleo crudo equivalente

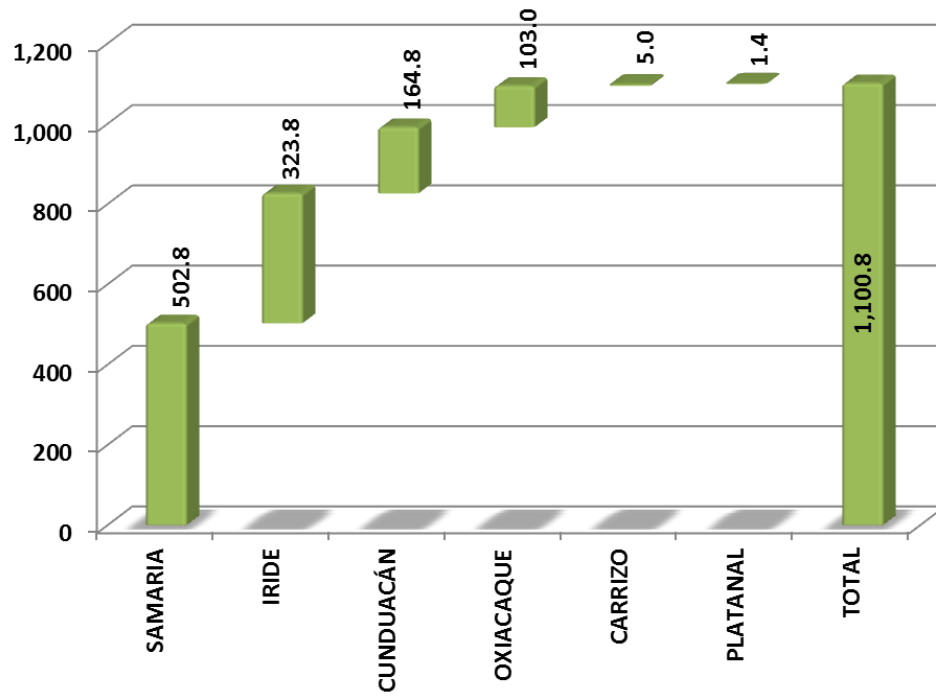
Fuente: PEP.

Integración reservas 2P aceite y gas proyecto Antonio J. Bermúdez

Las Figuras 11 y 12 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente, del proyecto Antonio J. Bermúdez.

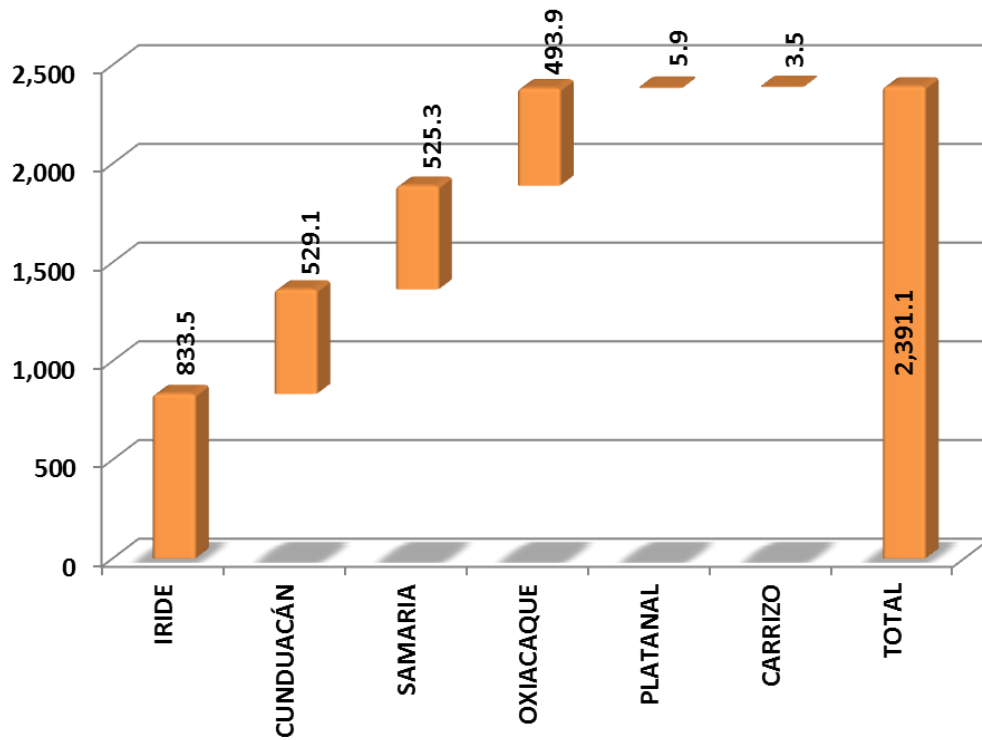
Se puede observar que los campos Samaria, Íride y Cunduacán representan más del 90% de las reservas 2P totales de aceite del proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez. Asimismo, estos campos, junto con Oxiacaque, también representan más del 90% de las reservas 2P totales de gas del proyecto.

Figura 11. Integración proyecto Antonio J. Bermúdez, Reservas 2P de aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP.

Figura 12. Integración proyecto Antonio J. Bermúdez, Reservas 2P de gas (mmmpc).

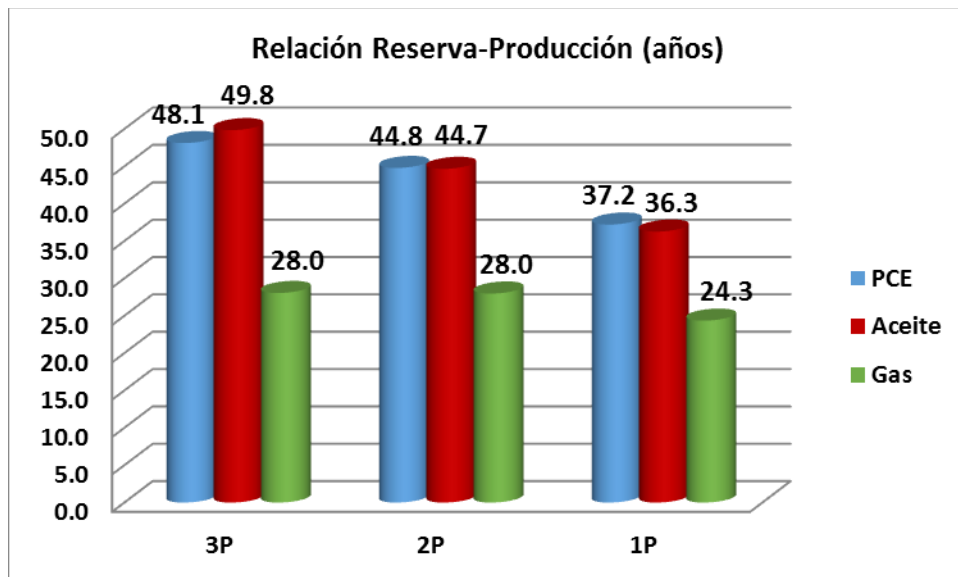


Fuente: CNH con datos de PEP.

Relación Reserva-Producción Proyecto Antonio J. Bermúdez

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

Figura 13. Relación Reserva-Producción del proyecto Antonio J. Bermúdez al 1 de enero 2012.



Fuente: CNH con datos de PEP.

En términos de petróleo crudo equivalente, la relación de reserva-producción para el proyecto Antonio J. Bermúdez es de 37.2 años para las reservas Probadas (1P), de 44.8 años para las reservas 2P y de 48.1 años para las reservas 3P. Lo anterior considera una producción de 38.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2011.

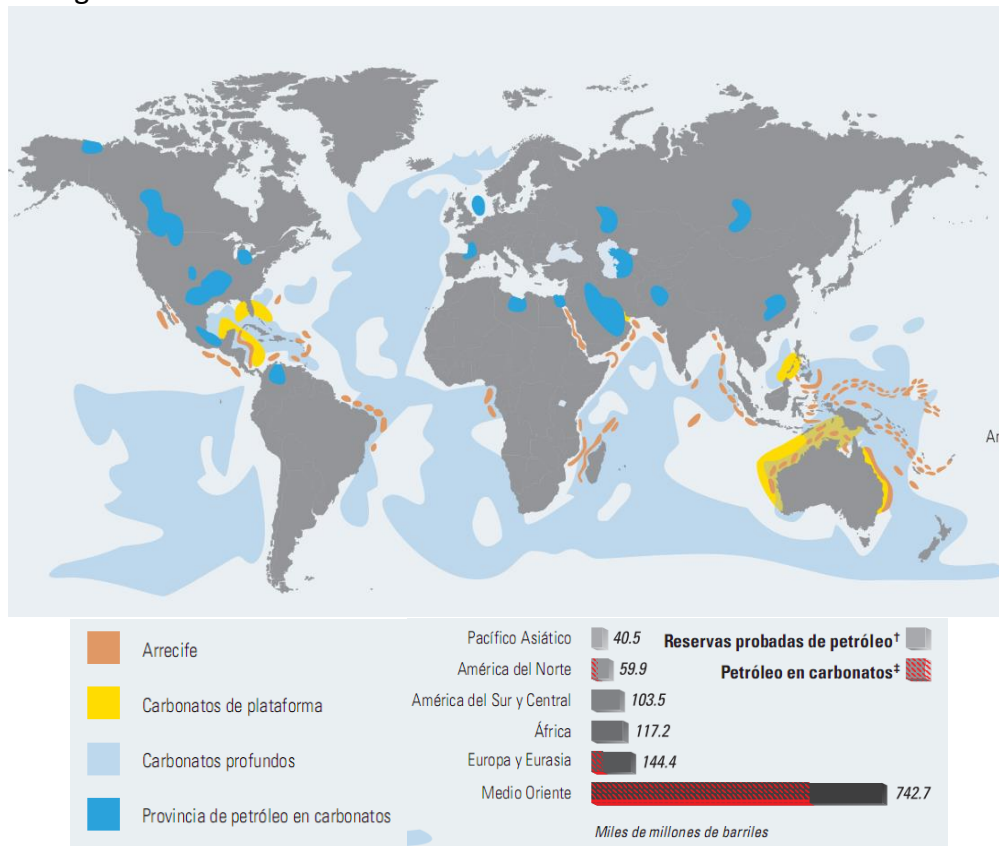
En lo referente al aceite se consideró una producción de 24.6 millones de barriles en el año 2011, por lo que la relación reserva-producción alcanzó un valor de 36.3 años para las reservas Probadas (1P), de 44.7 años para las reservas 2P y de 49.8 años para las reservas 3P.

El gas natural presenta una relación reserva-producción de 24.3 años para las reservas Probadas (1P), de 28 años para las reservas 2P y de 28 años para las reservas 3P; asumiendo una producción de 85.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2011.

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

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

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



Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, se

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

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

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

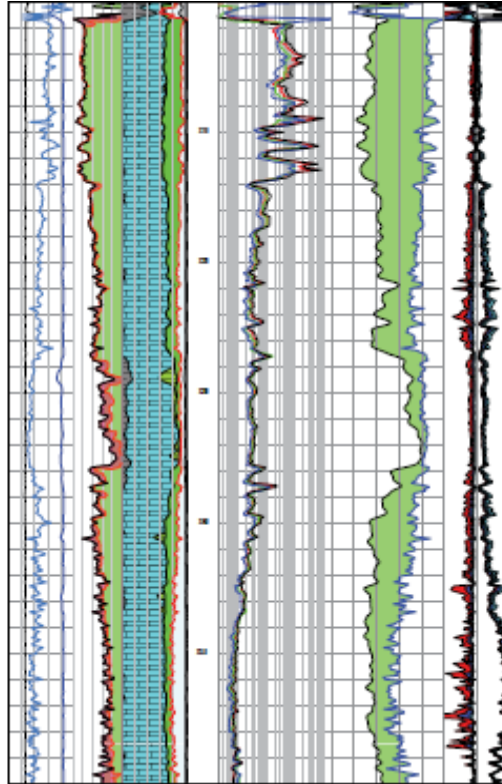
En caso de aplicar métodos de recuperación secundaria y mejorada la Comisión estima importante que PEMEX considere el uso de tecnologías, tales como sísmica 4D y registros dieléctricos, que permitan determinar con precisión los volúmenes de aceite remanente en zonas no barridas.

Lo anterior, en virtud de que las mediciones de dispersión dieléctrica multifrecuencia (registros dieléctricos), Figura 15, determinan la saturación de petróleo, independientemente de las mediciones convencionales de resistividad y de la influencia de la salinidad, proporcionando una nueva visión del yacimiento, así como de la saturación residual de petróleo. Asimismo, se

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

considera necesario incorporar registros de resonancia magnética, para la integración de la información.

Figura 15. Ejemplo de registro dieléctrico.



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

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

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

c) Ritmo de extracción de los campos.

El proyecto Antonio J. Bermúdez está enfocado al desarrollo y explotación de las reservas de aceite ligero, pesado, extra-pesado y gas asociado de los campos Carrizo, Cunduacán, Íride, Oxiacaque, Platanal y Samaria. Los campos Samaria, Íride y Cunduacán, contienen cerca del 99% de las reservas 2P de crudo del proyecto (1 de enero de 2012).

Al respecto, esta Comisión recomienda:

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

d) Factor de recuperación de los yacimientos.

La Tabla 10 presenta los valores de factores de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2050.

Tabla 10. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

Proyecto Antonio J. Bermúdez	Volumen Original (3P)	Prod acumulada (1-ene-2012)	Volumen a recuperar Proyecto (2013-2050)	Fr Actual	Fr (2013-2050)	Fr Proy.
Aceite (mmb)	9,792.3	2,867.0	483.0	29.3%	4.9%	34.2%
Gas (mmmpc)	10,731.5	4,240.8	1,622.0	39.5%	15.1%	54.6%

*Nota:

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

Fr (2013-2050): (Vol rec. Proy)/Vol Orig (3P)

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

Fuente: CNH con datos de PEP.

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

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

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

En 1997, el Directorado Noruego del Petróleo (NPD) estableció la meta de incrementar el factor de recuperación final de los campos para alcanzar un valor de 50% para aceite y 75% para gas, estando consciente de que era un reto, tanto para la industria como para la autoridades noruegas, alcanzar dicha meta. Es interesante notar que el factor de recuperación, a partir del año 2004, se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000, sólo se ha incrementado en

2%. Esto demuestra la complejidad técnica que existe al tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.³

Por lo anterior, y tomando como referencia los factores de recuperación de los campos de Noruega, la Comisión considera que los factores de recuperación del proyecto Antonio J. Bermúdez tienen una gran oportunidad de ser incrementados mediante la jerarquización y selección de las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías, mayor conocimiento del subsuelo, plan de desarrollo óptimo asociado a métodos de recuperación que permitan una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto.

e) Evaluación técnica del proyecto.

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

i. Aspectos Estratégicos

Análisis de alternativas.

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

- a) 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

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

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

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

- b) Relacionado con el punto anterior, la alternativa seleccionada tuvo como base los indicadores económicos y el riesgo asociado, pero no se trata de una optimización de la estrategia de explotación. Se debe tener especial cuidado en optimizar la administración de los yacimientos para aumentar el valor del proyecto.
- c) Pemex debe evaluar los métodos de recuperación mejorada en todos los campos del proyecto donde apliquen.
- d) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad y la rentabilidad en el largo plazo.
- e) Es importante que PEP describa detalladamente el tipo de tecnología que pretende utilizar con el fin de apoyar en la estrategia de explotación, relacionados con aspectos de limpieza de pozos, solución de problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial y control de agua, gas y sólidos producidos.

Formulación del proyecto.

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reservas, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Es importante optimizar el ritmo de producción en los campos del proyecto, enfocándose en la administración de los yacimientos.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Se recomienda optimizar los programas del movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, para asegurar la disponibilidad de equipos, reducir los costos y tiempos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.
- e) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción y a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

ii. Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

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

Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

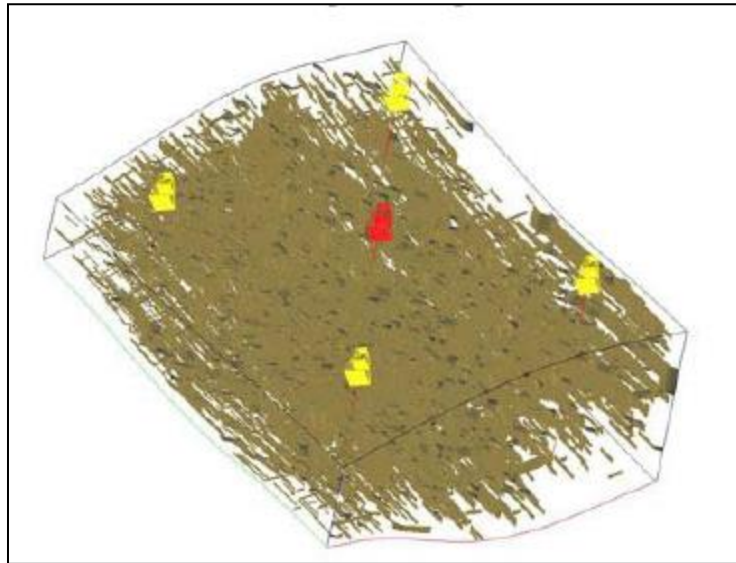
- a) La sísmica 4D es una aplicación que se debe evaluar para para detectar con mayor precisión volúmenes de aceite remanente en zonas no drenadas; esto ha sido desarrollado de manera exitosa en campos como Ekofisk en el Mar del Norte.

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

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

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

Figura 16. Modelos de fracturas.



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

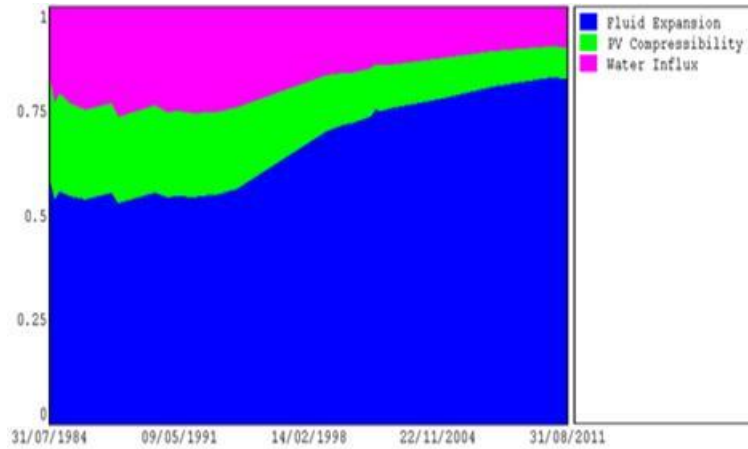
- e) Es recomendación de esta Comisión que Pemex tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos.

Ingeniería de Yacimientos.

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

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

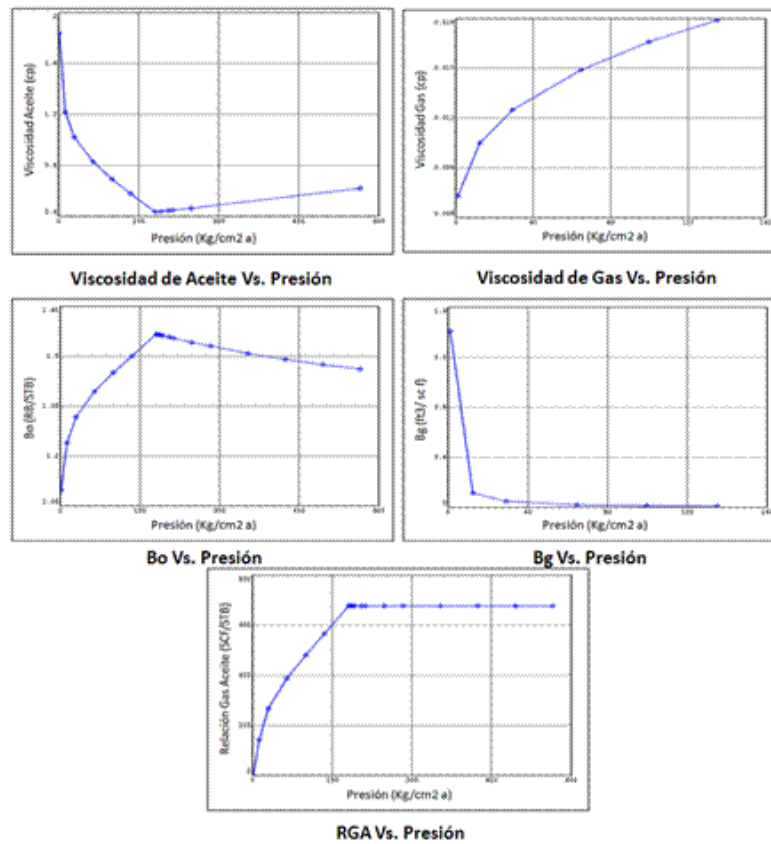
Figura 17. Ejemplo de análisis de mecanismos de empuje en un yacimiento



Fuente: PEP.

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

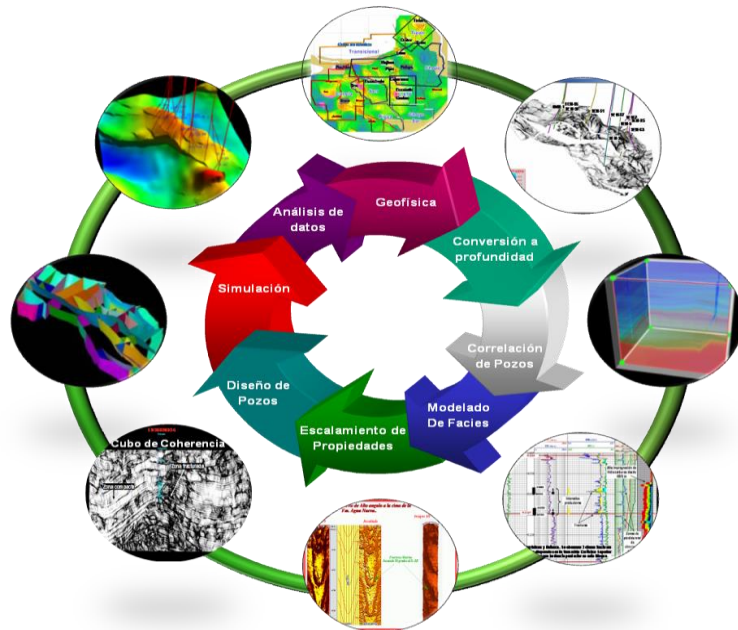
Figura 18. Comportamiento de propiedades de fluidos caracterizadas en PVT.



Fuente: PEP.

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

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



Fuente: PEP.

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

Intervenciones a Pozos.

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

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

Productividad de Pozos.

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

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

Instalaciones Superficiales.

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

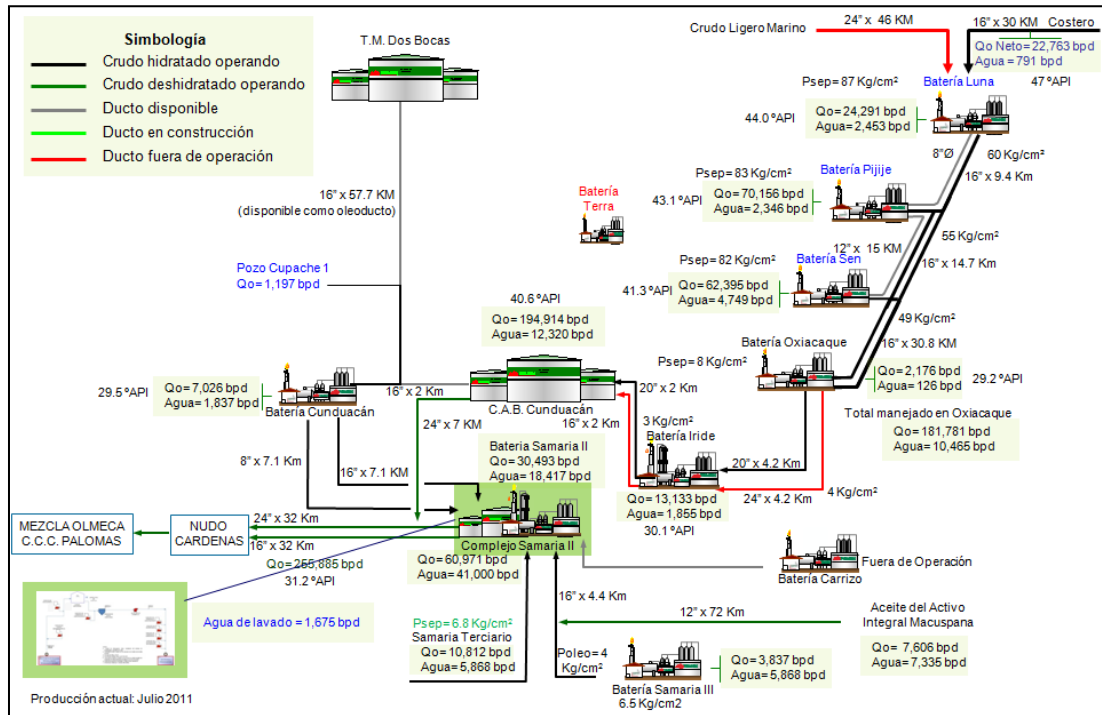
- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se evalúe la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada en los campos del proyecto, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.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

Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, PEP considera que es suficiente para el manejo de su producción. La Figura 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 para el transporte y manejo de la producción de aceite del Activo Samaria-Luna.



Fuente: PEP.

Manejo y aprovechamiento de gas.

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

Medición.

La Comisión recomienda que PEMEX implemente un sistema estructurado de Gestión y Gerencia de Medición involucrando tres elementos principales: personas, equipos y procedimientos, cuyo objetivo sea alcanzar que en el proyecto y su respectiva cadena de producción se tengan sistemas de medición confiables y seguros con el objetivo de reducir la incertidumbre en toda la cadena de medición, desde los pozos hasta los puntos de transferencia de custodia y/o venta conforme a la resolución CNH.06.001/11 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de junio de 2011.

Se recomienda que PEMEX lleve a cabo las auditorías internas y externas conforme a la guía de auditorías que emitió esta Comisión con el objetivo de observar e identificar las acciones de mejora en materia de medición y de identificar las áreas de oportunidad a ser trabajadas.

En particular para el Proyecto Antonio J. Bermúdez se recomienda que se realice un análisis de detallado de los factores que afectan la incertidumbre de la medición y que a su vez impactan en los balances de los hidrocarburos.

Se recomienda que se dé seguimiento a los siguientes aspectos:

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

Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la alta heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en algunas áreas, es importante

reducir la incertidumbre en el conocimiento geológico de las formaciones productoras. Adicionalmente a lo anterior, en la implementación de estos métodos como en el caso de la inyección de gas, agua y vapor, se deben integrar las tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por los fluidos inyectados, evitar ritmos de inyección y producción por pozo que propicien la irrupción del fluido inyectado, y proponer mediante una administración de yacimientos óptima acciones que permitan la recuperación adicional del aceite remanente.

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

iii. Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 2, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

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

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

- Precio del crudo igual a 85.24 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.97 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 12.76 pesos por dólar americano.
- El factor de conversión utilizado para barriles de petróleo crudo equivalente es de 0.2613 como valor promedio de los campos que integran el proyecto.
- Se considera el costo técnico (cost-cap) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre producción y desarrollo.
- A partir de 2012 entra en vigor el derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Derecho CNH).
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria).

En la Tabla 11 se muestran los indicadores económicos.

Tabla 11. Indicadores económicos.

	Antes de impuestos	Después de Impuestos
VPN (mmpesos)	216,473	20,983
VPI (mmpesos)	45,636	45,636
VPN/VPI	4.7	0.5
Inversión Total (mmpesos)	82,314	82,314
TIR (%)	Infinita	Infinita

Fuente: PEP.

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

- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 2 resultó la más rentable dados los datos que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y la mejor relación VPN/VPI.
- c) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.
- d) 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 34%.
 - b. La producción de hidrocarburos se contrae en 22%.
 - c. Los costos totales aumentan 28%.
- e) El *government take*⁴ en valor presente del proyecto es significativo. El Gobierno Federal recauda alrededor de 90% del flujo de efectivo del proyecto en el total de su vida productiva.

iv. Aspectos Ambientales

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en dos diferentes proyectos ambientales, modalidad regional:

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

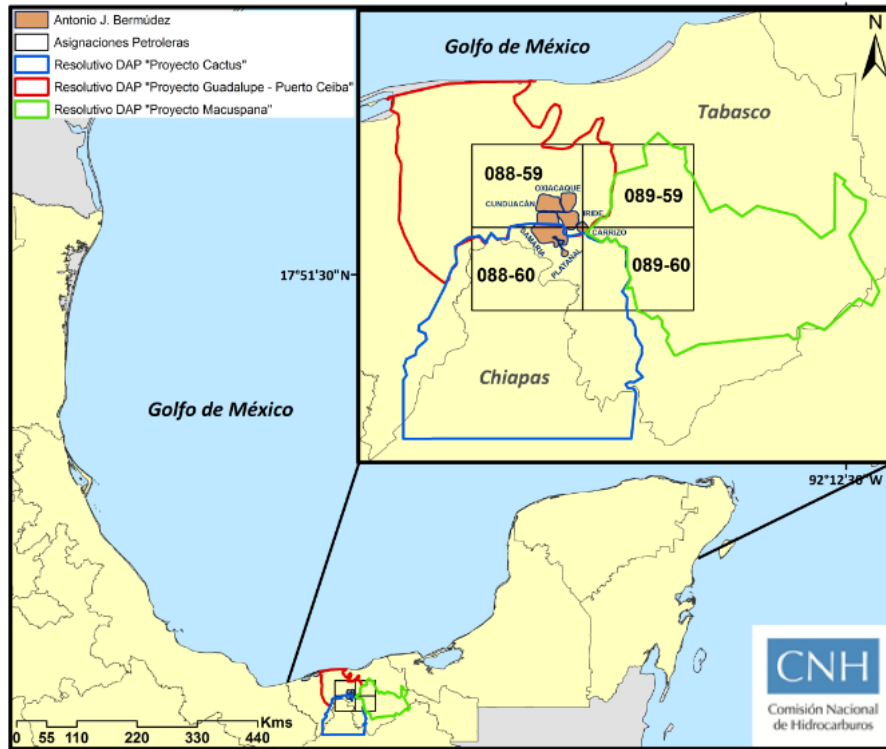
- “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”
- “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Ceiba”

En relación con estos proyectos, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 de fecha 10 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo, y
2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/2129/07 de fecha 14 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo;

Cabe destacar que en el proyecto presentado no se señala la existencia de las modificaciones S.G.P.A.DGIRA/DG/0150/09 propia del Proyecto “Desarrollo de las Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” (oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07), y S.G.P.A.DGIRA/DG/0149/09 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de las Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Ceiba” (oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG/2129/07), ambos con fecha del 15 de enero de 2009, en las cuales se identificaron, caracterizaron y delimitaron los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

Figura 21. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Antonio J. Bermúdez.



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 Antonio J. Bermúdez cuenta parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante los oficios resolutivos de los Proyectos “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” y “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”; lo anterior debido a que el área del Campo Carrizo rebaza ligeramente las autorizaciones ambientales mencionados en los resolutivos correspondientes, en todo caso, habrá que incluir el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, autorización que no se hace mención en el proyecto enviado por PEP.

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

Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Explotación Antonio J. Bermúdez.

- 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, sin embargo, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Antonio J. Bermúdez, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta

Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación que remita Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Antonio J. Bermúdez.

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

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental, estando restringidas, según la última actualización del resolutivo, a la

delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto, para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

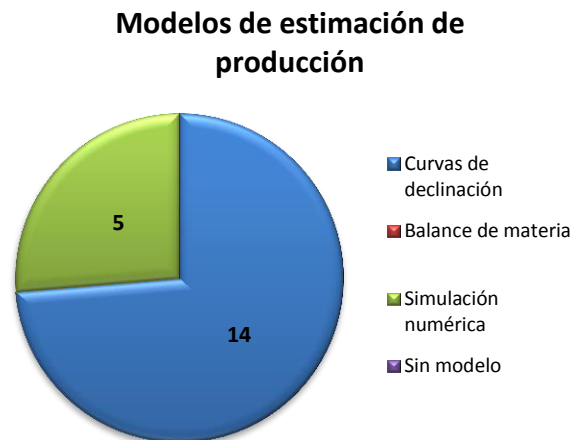
f) Referencias técnicas conforme a las mejores prácticas

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

El proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez posee 19 yacimientos en 6 campos, todos ellos productores de aceite negro. En base a la información recibida con el oficio SPE-743/2011 de fecha 22 de diciembre de 2011, la Comisión analizó el estado de los modelos de estimación de producción de dichos yacimientos.

Los modelos de estimación utilizados para estos yacimientos son curvas de declinación en 14 yacimientos y simulación numérica en 5 yacimientos. En el último documento recibido del proyecto en febrero de 2013 no se reportaron cambios en los modelos de estimación reportados anteriormente.

Figura 22. Modelos de estimación utilizados en los yacimientos del proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.



Fuente: CNH con datos de PEP.

La Tabla 12 presenta la información particular de los modelos de estimación de producción por yacimiento.

Tabla 12. Modelos de estimación de producción utilizados para los principales yacimientos

Campo	Yacimiento	Tipo fluido producido	Modelo de estimación
Carrizo	Arenas 1_4_6	Aceite negro	Curvas de declinación
Carrizo	Paraje Solo	Aceite negro	Curvas de declinación
Cunduacán	KM-KI	Aceite negro	Simulación numérica
Íride	Arenas 1_4_6	Aceite negro	Curvas de declinación
Íride	Arenas Aceite Ligero	Aceite negro	Curvas de declinación
Íride	KS-KM-KI	Aceite negro	Simulación numérica
Íride	Mioceno 1	Aceite negro	Curvas de declinación
Íride	Mioceno 2	Aceite negro	Curvas de declinación
Íride	Mioceno 3	Aceite negro	Curvas de declinación
Oxiacaque	KM-KI	Aceite negro	Simulación numérica
Platanal	Arenas Ligero	Aceite negro	Curvas de declinación
Platanal	Arenas Viscoso	Aceite negro	Curvas de declinación
Platanal	KS	Aceite negro	Simulación numérica
Samaria	Arena Plioceno 20	Aceite negro	Curvas de declinación
Samaria	Arenas 6-4-1	Aceite negro	Curvas de declinación
Samaria	KS-KM-KI	Aceite negro	Simulación numérica
Samaria	Mioceno 1	Aceite negro	Curvas de declinación
Samaria	Mioceno 2	Aceite negro	Curvas de declinación
Samaria	Terciario	Aceite negro	Curvas de declinación

Fuente: CNH con datos de PEP.

La simulación numérica ha sido orientada a los yacimientos del Cretácico, los cuales poseen los mayores volúmenes de reservas teniendo a Íride KS-KM-KI como el yacimiento con mayor reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente. Dichos yacimientos poseen información adecuada y suficiente para un modelo de simulación numérica. Estos modelos son adecuados para los yacimientos, dada las heterogeneidades y los procesos de inyección que se tienen en ejecución en todos ellos.

La situación de los yacimientos con curvas de declinación es muy diferente. La mayoría de los yacimientos aún no inician su explotación o están en inicios de la misma, ya que para enero del 2012 no reportan producciones acumuladas. Los únicos yacimientos con curvas de declinación que se encuentran en explotación son Carrizo Paraje Solo, Samaria Arenas 6-4-1 y Samaria Terciario.

Por lo anteriormente señalado, la Comisión considera que se debe aclarar el estado de explotación del resto de los yacimientos con curvas de declinación, así como realizar una evaluación de la factibilidad del uso de curvas de declinación en dichos yacimientos y un análisis de la certidumbre de los volúmenes a recuperar de los mismos.

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

Los 19 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 893.6 mmb de reserva 1P de aceite; 1,100.9 mmb, de reserva 2P de aceite; y 1,228.4 mmb, de reserva 3P de aceite al 1 de enero de 2012. De estas cifras, 833.9 mmb de reserva 1P, y 976.7 mmb para reserva 2P y 3P de aceite, están sustentados con modelo de simulación numérica. La Tabla 13 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

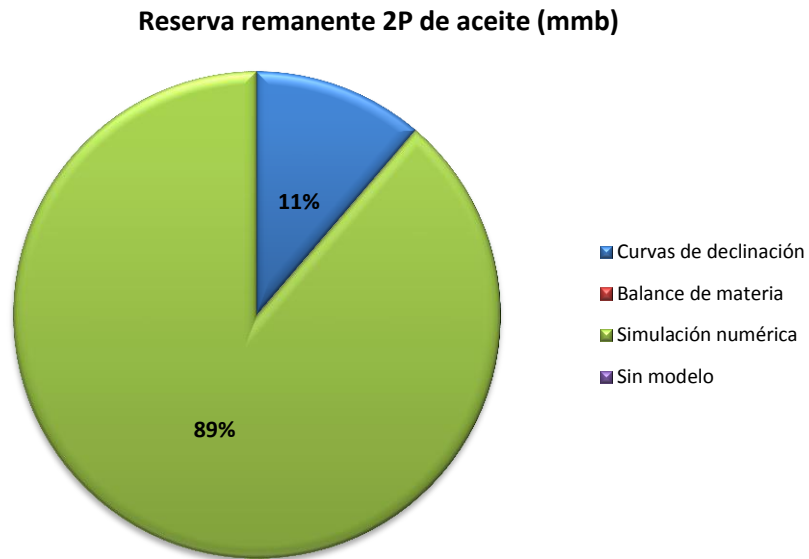
Tabla 13. Reservas remanentes de aceite (mmb).

	Reserva remanente de aceite		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	59.7	124.2	251.7
Simulación numérica	833.9	976.7	976.7
Total	893.6	1,100.9	1,228.4

Fuente: CNH con datos de PEP.

Se puede apreciar el enorme volumen de reservas dentro de los yacimientos del Cretácico, siendo casi el 90% de la reserva total atribuida a los yacimientos pertenecientes al proyecto. La Figura 23 presenta la reserva 2P para aceite calculada con los diferentes modelos.

Figura 23. Reserva remanente 2P de aceite calculada con los diferentes modelos de estimación.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Para el caso del gas, los 19 yacimientos del proyecto tienen una reserva total 1P de gas de 2,081.5 mmmpc; 2,360.4 mmmpc, de reserva 2P de gas; y 2,397.9 mmmpc, de reserva 3P de gas. De estas cifras, 2,059.7 mmmpc de reservas 1P de gas, y 2,360.4 mmmpc de reserva 2P y 3P de gas, están evaluados con modelo de simulación numérica. La Tabla 14 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

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

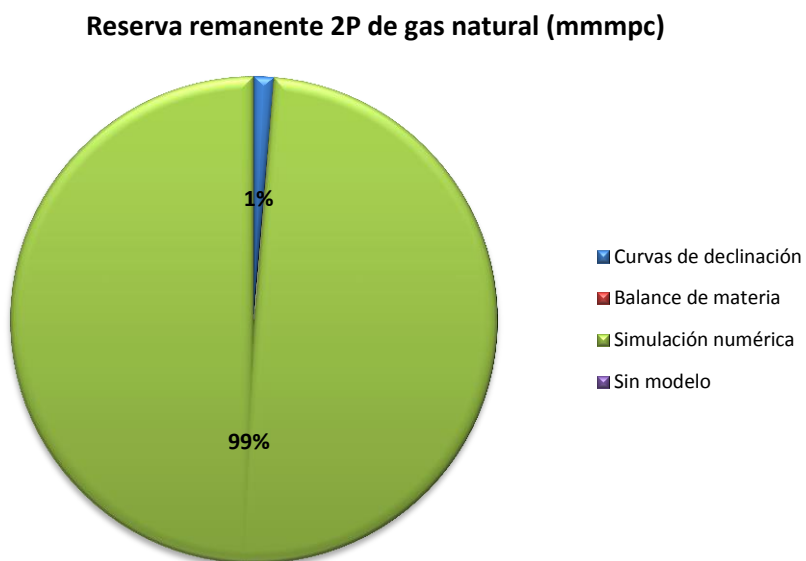
	Reserva remanente de gas		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	21.8	30.7	37.5
Simulación numérica	2,059.7	2,360.4	2,360.4
Total	2,081.5	2,391.1	2,397.9

Fuente: CNH con datos de PEP.

El comportamiento de la distribución de reservas de gas es semejante a la del aceite dado que todos son yacimientos de aceite negro; sin embargo, la proporción de los yacimientos de arenas

(todos con curvas de declinación) se reduce hasta el 1%, esto debido principalmente a que dichos yacimientos poseen un aceite con una densidad API muy baja; y poseen mucho menos gas disuelto. La Figura 24 presenta la reserva 2P para gas calculada con los diferentes modelos.

Figura 24. Reserva remanente 2P de gas natural.



Fuente: CNH con datos de PEP.

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 19 yacimientos, 1,441.3 mmbpce son de reserva 1P, 1,734.8 mmbpce son de reserva 2P y 1,864.0 mmbpce son de reserva 3P. De estas cifras, 1,376.5 mmbpce de reservas 1P, y 1,603.6 mmbpce de reserva 2P y 3P, están sustentados con el modelo de simulación numérica de los yacimientos del Cretácico. La Tabla 15 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación.

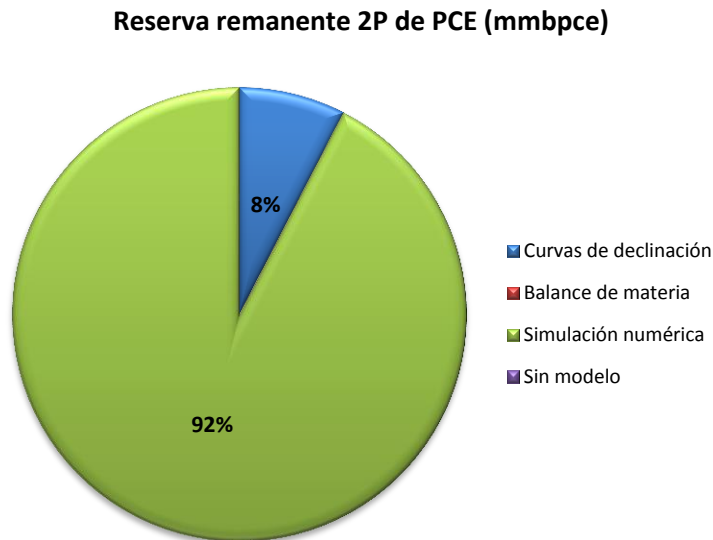
Tabla 15. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

	Reserva remanente de PCE		
	1P	2P	3P
Curvas de declinación	64.8	131.2	260.4
Simulación numérica	1,376.5	1,603.6	1,603.6
Total	1,441.3	1,734.8	1,864.0

Fuente: CNH con datos de PEP.

La Figura 25, la cual muestra la reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente calculada con los diferentes modelos, presenta un comportamiento semejante al de aceite debido a que todos los yacimientos son de aceite negro.

Figura 25. Reserva remanente 2P de petróleo crudo equivalente (mmbpce).



Fuente: CNH con datos de PEP.

- **Evolución del modelo de estimación**

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

Los yacimientos con curvas de declinación no poseen conocimiento del comportamiento de las propiedades de los fluidos. Respecto al modelo estático los yacimientos de arena de los campos Samaria y Carrizo poseen su modelo completo. Sin embargo, únicamente los 2 yacimientos de Samaria en explotación son los que poseen historiales de producción por pozo, Carrizo Paraje Solo no reporta historiales y el resto de los yacimientos aún no inician su explotación.

De los yacimientos con curvas de declinación, Íride Arenas 1-4-6 e Íride Aceite Ligero tienen planeado pruebas de recuperación adicional, sin especificar el tipo de fluido ni el tipo de recuperación, y Samaria Arenas 6-4-1 posee en ejecución un proceso de inyección de vapor reportado en diciembre de 2011.

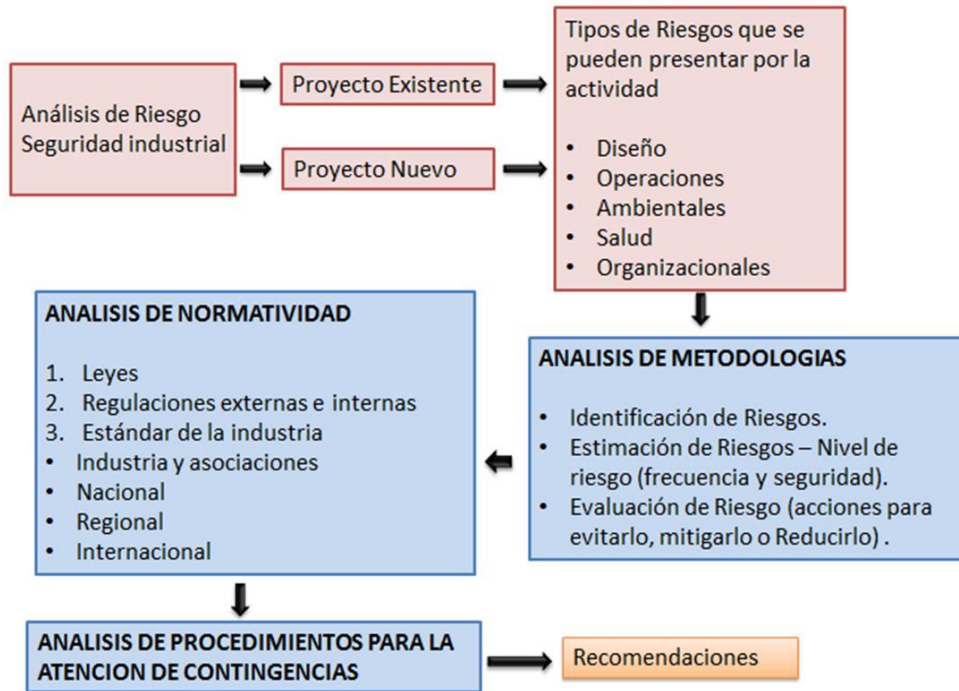
Dadas las razones anteriores, la Comisión recomienda evolucionar el modelo de estimación en los 3 yacimientos para una apropiada planeación y desarrollo.

g) Condiciones necesarias de seguridad industrial.

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones en materia de seguridad industrial, la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 26) en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Antonio J. Bermúdez:

- 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 26. Procedimiento Seguridad Industrial.



Fuente: CNH.

Se recomienda que Pemex observe la seguridad industrial en el proyecto en función a una administración integral de la seguridad considerando los siguientes elementos:

Figura 27. Elementos a cuidar en la Seguridad Industrial.



Fuente: CNH.

- En zonas pobladas, las cuales se encuentren por encima de yacimientos que se estén explotando, como en el caso del campo Carrizo, esta Comisión recomienda que se deben de incrementar las medidas de seguridad.
- La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice PEMEX debe contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional.
- Se recomienda que con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos se lleve cabo una lista de detección de anomalías dando un seguimiento a la atención de las mismas revisando las métricas para su clasificación en función al área de trabajo y/o instalación, las cuales deben ser atendidas conforme a su frecuencia y severidad.
- Se recomienda realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presentan los principales riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras que no se habían realizado con anterioridad.
- Se recomienda una interrelación entre las nuevas instalaciones y personal que coadyuven a revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas los cuales al igual que el personal de Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, PEMEX deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Opinión de la MIP

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

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

Proyectos de explotación: Cantarell, Antonio J. Bermúdez y Crudo Ligero Marino.

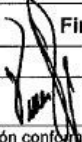

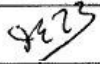
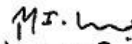
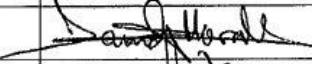
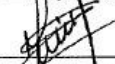

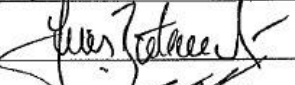

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 4 de septiembre de 2012, los proyectos Cantarell, Antonio J. Bermúdez y Crudo Ligero Marino se presentaron para la acreditación de su Etapa FEL III, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

Dado lo anterior, y atendiendo 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 el Organismo, el GTI acredita la etapa FEL III para cada proyecto de acuerdo a la siguiente tabla:

Proyecto	Etapa FEL
Cantarell	FEL III
Antonio J. Bermúdez	FEL III
Crudo Ligero Marino	FEL III

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

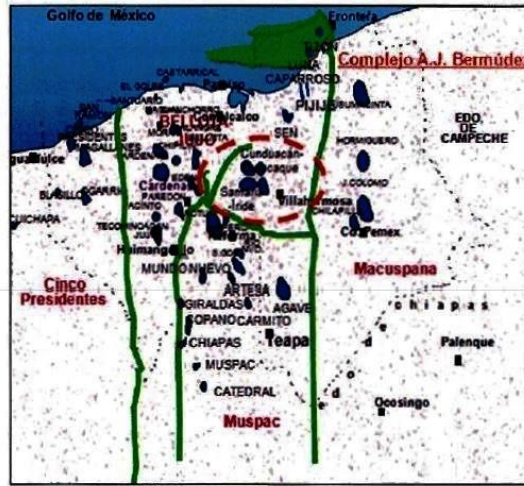
1. Antecedentes

El Proyecto de Producción Complejo Antonio J. Bermúdez está integrado por los campos productores de aceite y gas, Cunduacán, Iríde, Oxiacaque y Platanal en la parte Mesozoica, y Samaria, Iríde, Carrizo y Platanal en arenas del periodo Terciario. Los yacimientos productores en la parte Mesozoica se componen de calizas y dolomías del Cretácico y Jurásico con conexión hidráulica naturalmente fracturados, el aceite producido varía entre un rango de 28 a 31 °API. En la parte del Terciario únicamente se encuentra produciendo el campo Samaria, el campo Carrizo produjo de las arenas de aceite pesado y los campos Iríde y Platanal no han sido explotados. La densidad del aceite del Terciario varía entre 5 y 16 °API.

La inyección de agua inició en Samaria y Cunduacán. La inyección de nitrógeno como mantenimiento de presión inició en Julio de 2008, en los campos Oxiacaque y Cunduacán. En el Terciario se inició la prueba piloto de inyección de vapor a finales de 2009 con éxito en el campo Samaria. La producción máxima alcanzada en la parte del Mesozoico fue en el año 1979, al inicio de su explotación. Actualmente este proyecto produce 57,118 BPD de aceite y 208 MMPCD de gas. Las profundidades de los yacimientos del terciario se encuentran entre 600 y 2,700 m y los del mesozoico varían entre 3,100 a 5,000 m.

2. Ubicación

El proyecto de Producción Antonio J. Bermúdez se localiza a 20 km. al noroeste de la ciudad de Villahermosa, en los municipios de Huimanguillo, Cunduacán y Centro en el estado de Tabasco.



3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 385 MMB de aceite y 950 MMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 69,006 MM\$ y obtener una mayor rentabilidad económica. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 188 pozos de desarrollo, 496 reparaciones mayores a pozos; 1,931 reparaciones menores, construcción de líneas de descarga e infraestructura complementaria. El desarrollo del proyecto contempla sustentabilidad ambiental, programando actividades de tal manera que se evite el deterioro del medio ambiente y se optimicen de una mejor manera los recursos energéticos.

El Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez requiere un Cambio de Monto y Alcance, por la desincorporación del Proyecto de Producción Ogarrío Magallanes y la componente exploratoria Cuichapa.

4. Reservas de Hidrocarburos

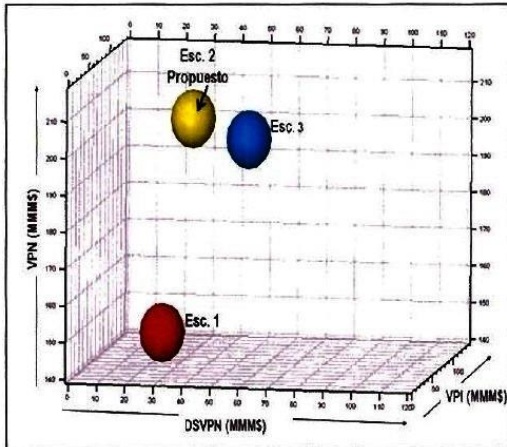
Las reservas asociadas a los campos del proyecto son:

Reservas Remanentes						Factor de Recuperación de Aceite (%)		Factor de Recuperación de Gas (%)	
Aceite (MMB)			Gas (MMPC)			@ 1/01/2012	Final	@ 1/01/2012	Final
1P	2P	3P	1P	2P	3P				
894	1,101	1,228	2,082	2,391	2,398	32	36	40	50

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

5. Evaluación y selección del escenario



Escenario 1



- Para el Mesozoico, mantenimiento de presión con la inyección de 190 MMPCD de N₂ y la inyección de 75 MBPD de agua. Perforación y terminación de 15 pozos horizontales, 115 Reparaciones mayores y 300 Reparaciones menores a pozos con sistema artificial de producción por bombeo neumático (BN) y bombeo electro-centrifugo (BEC). Construcción de una planta recuperadora de nitrógeno (NRU) de 60 MMPCD.
- Para el Terciario, perforación de pozos direccionales y multilaterales. Reparaciones mayores en pozos de producción de aceite pesado y extrapesado de los Campos Samaria y Carrizo.

Escenario 2 (Escenario Propuesto)



- Para el Mesozoico, mantenimiento de presión con la inyección de 190 MMPCD de N₂, 60 MMPCD de gas contaminado con N₂, 60 MMPCD de gas amargo y 75 MBPD de agua residual. Perforación y terminación de 17 pozos productores horizontales/multilaterales, 201 reparaciones mayores, 368 reparaciones menores con sistema artificial de producción por bombeo neumático (BN) y bombeo electro-centrifugo (BEC). Perforación y terminación de 9 pozos inyectoras de agua horizontales, como parte de la estrategia de redistribución de agua en los campos Samaria y Cunduacán. Construcción de una planta removedora de N₂ (NRU) de 60 MMPCD.
- Para el Terciario, perforación de pozos direccionales y multilaterales Samaria, Carrizo e Inde. Reparaciones mayores en pozos de producción de aceite pesado y extrapesado de los campos Samaria y Carrizo. Para Samaria se consideró un proceso de recuperación mejorada consistente en ciclos de inyección de vapor para cada pozo. Perforación y terminación de 162 pozos direccionales y horizontales de largo alcance, 295 reparaciones mayores.

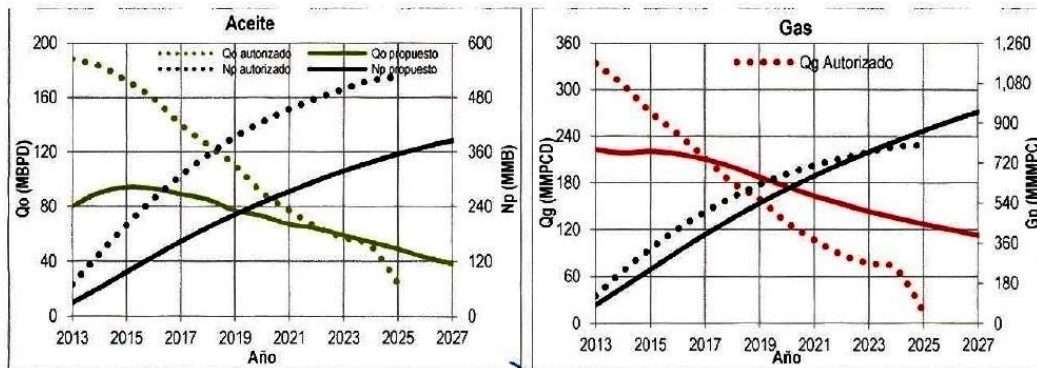
Escenario 3



- Para el Mesozoico, mantenimiento de presión a través de la inyección de 190 MMPCD de N₂, inyección de 60 MMPCD de gas contaminado con N₂, 60 MMPCD de gas amargo, inyección de 75 MBPD de agua residual. Perforación y terminación de 22 pozos productores horizontales/multilaterales, 285 reparaciones mayores, 321 reparaciones menores con sistema artificial de producción por bombeo neumático (BN) y bombeo electro-centrifugo (BEC). Perforación y terminación de 9 horizontales pozos inyectoras de agua como parte de la estrategia de redistribución de agua en los campos Samaria y Cunduacán. Construcción de una planta removedora de N₂ (NRU) de 60 MMPCD.
- Para el Terciario, perforación de pozos direccionales y multilaterales Samaria, Carrizo e Inde. Reparaciones mayores en pozos de producción de aceite pesado y extrapesado de los campos Samaria y Carrizo. Para Samaria se consideró un proceso de recuperación mejorada consistente en ciclos de inyección de vapor para cada pozo, perforación y terminación de 162 pozos direccionales y horizontales de largo alcance y 295 reparaciones mayores, adicionalmente inyección alternada de vapor en los yacimientos de aceite pesado (arena 8).

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013-2027.



[Handwritten signature]
ARD/ICS

[Handwritten signature]

7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Actualización del modelo estático. (Con nuevos parámetros petrofísicos, nuevos valores de corte y cálculo volumétrico probabilístico, así como la actualización del factor de recuperación).
2. Técnico: Balance del volumen de inyección de nitrógeno y gas de formación. (Para maximizar la recuperación de hidrocarburos, reubicación de pozos inyectoros para mejorar la eficiencia de desplazamiento en el medio fracturado).
3. Técnico: Desempeño de la producción de los pozos por la irrupción de agua y de fluidos inyectados. (Revisión y ajuste de los gastos de inyección de Nitrógeno, pruebas de interferencia, registro del comportamiento de la inyección de gas).
4. Técnico: Selección de procesos de recuperación mejorada. (Ejecución de pruebas piloto para validar el incremento del factor de recuperación).
5. Técnico: Inyección de Nitrógeno en yacimientos naturalmente fracturados. (Pruebas de laboratorio a núcleos para determinar las propiedades petrofísicas de la fracturas y de matriz, y simulación de yacimientos para actualización de modelo de fracturas).
6. Técnico: Pérdida de circulación durante la perforación, atrapamiento o inestabilidad del agujero. (Supervisión de condiciones reológicas del fluido de perforación, programar adecuadamente el control de incremento de densidad de fluido, cumplimiento con tiempos de perforación, seguimiento operativo a tiempo real).
7. Técnico: Aseguramiento de flujo de crudo extrapesado por cambios de presión y temperatura. (Adquisición de información mediante caracterización de fluidos).
8. Ambiental: Ubicación geográfica del proyecto en zonas ecológicas altamente sensibles. (Elaboración de estudios para obtener los permisos de trabajo, construcción de infraestructura adecuada y cumplimiento oportuno de las reglamentaciones).
9. Social: Interrupción de las actividades en campo por posibles afectaciones de habitantes de poblaciones en el área del proyecto. (Adecuada gestión anticipada de solución, reducir el riesgo de interferencias en el desarrollo del proyecto, cumplimiento de programas de construcción de obras y perforación de pozos, y plan de respuesta de emergencia).

8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

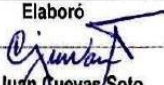
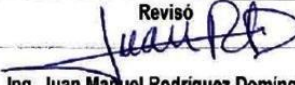
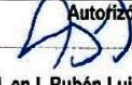
Actividad pozos (2013-2027)	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto	Obras Nuevas (2013-2027)	Proyecto Autorizado	Proyecto Propuesto
Pozos de desarrollo	37	188	Ductos	713	29
Reparaciones Mayores	1,091	496	Líneas de Descarga		223
Reparaciones Menores	211	1,931	Otras Plantas/Instalaciones		1

10. Indicadores Económicos

Indicadores Económicos (20013-2027)	Proyecto Propuesto Antes de Impuestos	Proyecto Propuesto Después de Impuestos
VPI (MM\$)	44,428	44,428
VPN (MM\$)	203,551	17,663
VPN/VPI (\$/\$)	4.6	0.4

11. Resultado del Dictamen

Con base en la información presentada durante la revisión del proyecto, la atención a las aportaciones que fueron documentadas por los pares técnicos y líder dictaminador, así como su incorporación y validación en el documento de soporte de decisión (DSD), el resultado del Dictamen del proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez es: **APROBADO**.

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

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

Tabla 16. Comparativo entre las cédulas entregadas al GTI respecto al proyecto enviado.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD3 Presentado	%
Inversión	mmpesos	69,006	82,314	16%
Gasto de Operación	mmpesos	ND	56,396	-
Reservas a recuperar Aceite 2P	mmb	385	483	20%
Reservas a recupera Gas 2P	mmpc	950	1,622	41%
Horizonte		2013-2027	2013-2050	-
Pozos a perforar desarrollo	núm.	188	188	0%
Pozos a perforar inyectores	núm.	9	ND	-
Rep. Mayores	núm.	496	496	0%
Rep. Menores	núm.	1,931	1,931	0%
Ductos	núm.	29	ND	-
VPN (antes impuestos)	mmpesos	203,551	216,473	6%
VPI (antes impuestos)	mmpesos	44,428	45,636	3%
VPN (después impuestos)	mmpesos	17,663	20,983	16%
VPI (después impuestos)	mmpesos	44,428	45,636	3%

Fuente: PEP.

Se puede observar que para el proyecto Antonio J. Bermúdez existen variaciones entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión, ya que el horizonte es completamente diferente; hay una diferencia considerable, mayor al 20%, en los volúmenes de reserva 2P. De igual forma se puede observar una diferencia remarcable en la inversión y en el VPN después de impuestos.

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

VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa

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

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

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN ANTONIO J. BERMÚDEZ									
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	(2018-2050)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	11,765	9,100	6,513	5,802	5,743	43,390	82,313	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	4,091	3,843	4,351	4,513	4,706	34,894	56,398	10
Qo Promedio.	(mbpd)	80	90	94	93	89	-	483(mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Contempla la implementación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en diferentes áreas del proyecto. También considera la perforación y terminación de pozos productores no-convencionales, reparaciones mayores y reparaciones menores con sistemas artificiales de producción.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	41	49	36	17	17	28	188	NA
Terminación.	(número)	41	49	36	17	17	28	188	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	44	38	44	76	62	232	496	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

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

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

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

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

Estrategia de explotación

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

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

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

Reservas

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

Geociencias

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

Ingeniería de Yacimientos

7. Jerarquizar y seleccionar las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías, mayor conocimiento del subsuelo, plan de

desarrollo óptimo asociado a métodos de recuperación que permitan una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto. Lo anterior, en virtud de que los factores de recuperación del proyecto Antonio J. Bermúdez tienen una gran oportunidad de ser incrementados.

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

Aspectos económicos

11. Pemex debe documentar de manera consistente la información del proyecto ante la Comisión y las cédulas entregadas al Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX. Además, se sugiere que en esta última se incluya como dato informativo al gasto de operación, sobre todo si es muy similar al de las inversiones.
12. Debido al régimen fiscal al que está sometido el proyecto, se estima necesario que PEMEX lleve un estricto seguimiento del comportamiento de la producción, los precios de los hidrocarburos y a las estimaciones de inversión y gasto de operación, para asegurar la rentabilidad del proyecto.

Seguridad industrial

13. En zonas pobladas, las cuales se encuentren por encima de yacimientos que se estén explotando, como en el caso del campo Carrizo, esta Comisión recomienda que se deben de incrementar las medidas de seguridad.
14. La documentación del proyecto debería contener la referencia a las anomalías en materia de seguridad industrial detectadas por los grupos e instancias internas. Dado que la Comisión no cuenta con dicha información, se recomienda que cualquier anomalía que se detecte en la materia, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
15. La identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto, debe complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normatividad de seguridad, aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Asimismo, para la perforación de pozos, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria.
16. Para la evaluación de los riesgos operativos, Pemex debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

Cumplimiento de Normativa

17. La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y

materiales que busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto.

18. Es responsabilidad de PEMEX acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto, así como con sus respectivas actualizaciones, relacionadas con el área total del proyecto.

19. Que Pemex solicite los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.

20. Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

X. Opinión a SENER

1. Es la opinión de la Comisión que la SENER debe considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, en los términos y condiciones de los títulos de asignación petrolera, así como en los permisos respectivos, a efecto de estar en posibilidad de dar revisar la evolución del proyecto en el tiempo.

Para lo anterior, se pone a disposición de la SENER la propuesta de métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, de forma que PEMEX entregue a la Secretaría y a la Comisión, un reporte periódico de dicho seguimiento. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente semestralmente, en formato electrónico.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos que en su momento resulten aplicables, Pemex deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la presente recomendación se emite sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. La Comisión sugiere a la SENER que tome en consideración las observaciones y recomendaciones vertidas en el presente dictamen, al momento de resolver sobre los procesos de su competencia, relacionados con la aprobación de los proyectos principales, las asignaciones petroleras y los permisos.

3. Se recomienda que la SENER otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
4. Se estima conveniente solicitar a Pemex que presente la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos para que la CNH pueda publicar los planes y programas, tal como lo señala el Artículo 50 de los Lineamientos.
5. Se considera importante que SENER requiera a PEMEX que para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Antonio J. Bermúdez que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, presente la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto de acuerdo con los Lineamientos técnicos que en su momento resulten aplicables, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

6. Es conveniente que SENER requiera que PEMEX informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.