



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLOTACIÓN COMPLEJO
ANTONIO J. BERMÚDEZ**

SEPTIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	12
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.	17
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	25
E) INDICADORES ECONÓMICOS	26
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	29
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	30
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	33
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	34
A) ESTRATÉGICA.....	34
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	34
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	35
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	35
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	35
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	36
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	38
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	39
v. <i>Productividad de pozos.</i>	39
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	40
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	43
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	44
D) ASPECTOS AMBIENTALES	47
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	52
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
VIII. CONDICIONANTES.....	61
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	65
ANEXO I.....	66

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez.

El Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Samaria Luna y Cinco Presidentes, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras: 498, 499, 500, 501, 544, 794, 795, 796, 797, 878, 916, 917, 1008, 1131, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1142, 1167, 1168, 1169, 1177, 1181, 1190, 1205, 1280, 1441 y 1442, que la SENER considera como áreas 082-50, 082-60, 082-61, 082-62, 083-59, 083-60, 083-61, 084-59, 084-60, 084-61, 084-62, 085-59, 085-60, 085-61, 086-59, 086-60, 086-61, 086-62, 087-58, 087-59, 087-60, 087-61, 087-62, 088-59, 088-60, 089-59 y 089-60, mediante oficio No. SRS-10000-80000-763/2010, fechado el 17 de agosto del 2010 y recibido en la Secretaría el día 20 de agosto del 2010.

El dictamen del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

Para la elaboración del dictamen la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión, mismos que a continuación se enlistan:

1. Oficio No. 512.469 de fecha 23 de agosto del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:

- Información técnico económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio SPE-736/2010, recibido el 22 de septiembre de 2010, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-214/2010, por lo cual envían la información actualizada del Proyecto atendiendo a las observaciones de esa dependencia y de la CNH.
 3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
 4. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos de explotación de hidrocarburos aprobados por el Órgano de Gobierno de la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10, consistentes en:

- a. Datos generales del proyecto.
- b. Descripción técnica del proyecto.
- c. Principales alternativas.
- d. Estrategia de desarrollo y producción.
- e. Información económico financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

II. Resumen del dictamen

En términos del artículo 12 de la Resolución CNH.09.001/10 de la Comisión, el análisis realizado por la Comisión a los principales componentes presentados por PEP se resume de la siguiente manera:

- ***Estrategia de explotación***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, PEP debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, PEP presentó la evaluación de tres alternativas, sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- c) Abandono de campos.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un plan de desarrollo.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por PEP esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y /o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 27.4% para el área productiva Complejo Antonio J. Bermúdez, de 9.4% para el área productiva de Samaria Somero y de 29.3% para el área de Ogarrio Magallanes, en un horizonte de

planeación a 49 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas, tales como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.

En este sentido, PEP debe revisar y actualizar sus estimaciones de volumen original.

- ***Seguridad Industrial***

El desempeño en materia de seguridad industrial y protección al entorno ecológico, es evaluado constantemente con auditorías, inspecciones y recorridos de Comisión Mixta de Seguridad e Higiene y compañías de reaseguro, en las cuales se detectan algunas anomalías que pueden poner en riesgo al personal, la instalación y al entorno. Dichas anomalías deben ser atendidas de inmediato para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto.

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.

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex 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, tales como las API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de

riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- **Ambiental**

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en tres diferentes proyectos ambientales: Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba, Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus y Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes.

Las áreas 087-58, 084-59, 085- 59, 086-59, 087-59, 084-60, 085-60, 086-60, 087-60, 085-61, 086-61 y 087-61 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante el oficio resolutivo correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”. Las áreas 087-58, 087-59, 088-59, 089-59, 087-60, 088-60 y 089-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

Asimismo las áreas 087-60, 088-60, 089-60, 087-61 y 087-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Cactus”. Las áreas 089-58, 089-59 y 089-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, autorización que no se encuentra incluida en la documentación presentada.

Cabe destacar que las áreas 082-59, 083-59, 082-60, 083-60, 082-61, 083-61, 084-61, 082-62, 083-62, 084-62, 085-62 y 086-62 no cuentan con autorización ambiental.

Es obligación de Pemex verificar que las autorizaciones otorgadas por la SEMARNAT cubran las áreas en donde se desarrollan y desarrollarán las actividades, así como el tipo y la cantidad de las mismas.

- **Dictamen y Condicionantes**

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de explotación manifestada en el alcance de dicho proyecto.

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:

a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez es 6% inferior (Tabla 1) a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	721	20%
Proyecto	603	-
2P 2011	566	-6%
2P 2011 CER	432	-28%

Tabla 2. Reserva de gas proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	833	-11%
Proyecto	940	
2P 2011	962	2%
2P 2011 CER	1,191	27%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
 - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
 - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2038, y después de impuestos a partir del año 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.

4. Para el caso de los campos comprendidos en el Proyecto de Explotación Antonio J. Bermudez que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar 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, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, 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.
5. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
6. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez, que permita continuar con la operación de manera más segura.
7. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
8. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, 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, tales como las API RP 74 y API RP 75L.

9. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

III. Mandato de la CNH

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la Comisión a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal 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”.
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras.* Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.
- El artículo 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.*
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo

acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

- 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;
- XI. Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;
- XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.

- La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Asimismo, el artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que el Consejo de Administración de Pemex emitirá, previa opinión de su Comité de Estrategia e Inversiones, las disposiciones a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley, conforme a los cuales se aprobarán los programas y proyectos de inversión. Por su parte,

los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente dispone que “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- De conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la 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, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

“Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:

- I. Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.*
- II. Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.*
- III. Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.*
- IV. Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- V. Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VI. Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.*
- VII. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:*

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
Hasta mil millones de pesos	25%
Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos	15%
Mayor a 10 mil millones de pesos	10%

“Artículo 52. El proceso de revisión de los términos y condiciones de una asignación, así como de las modificaciones sustanciales, o de la sustitución de los proyectos en curso, de conformidad con el Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, puede ser iniciado por parte de la Secretaría, de PEMEX, o bien de la Comisión.

Lo anterior, sin detrimento de que esta Comisión, al ejercer sus facultades de verificación y supervisión, considere la existencia de una modificación sustantiva, en términos de lo dispuesto en las fracciones VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”

- Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el artículo Quinto Transitorio del RLR27 la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

De acuerdo con el marco normativo desarrollado en los párrafos precedentes, es claro que la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación y emitir una opinión sobre las asignaciones relacionadas con los mismos, de manera previa a que la Secretaría de Energía otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, como parte del proceso de revisión de las asignaciones vigentes y a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

IV. Resumen del proyecto

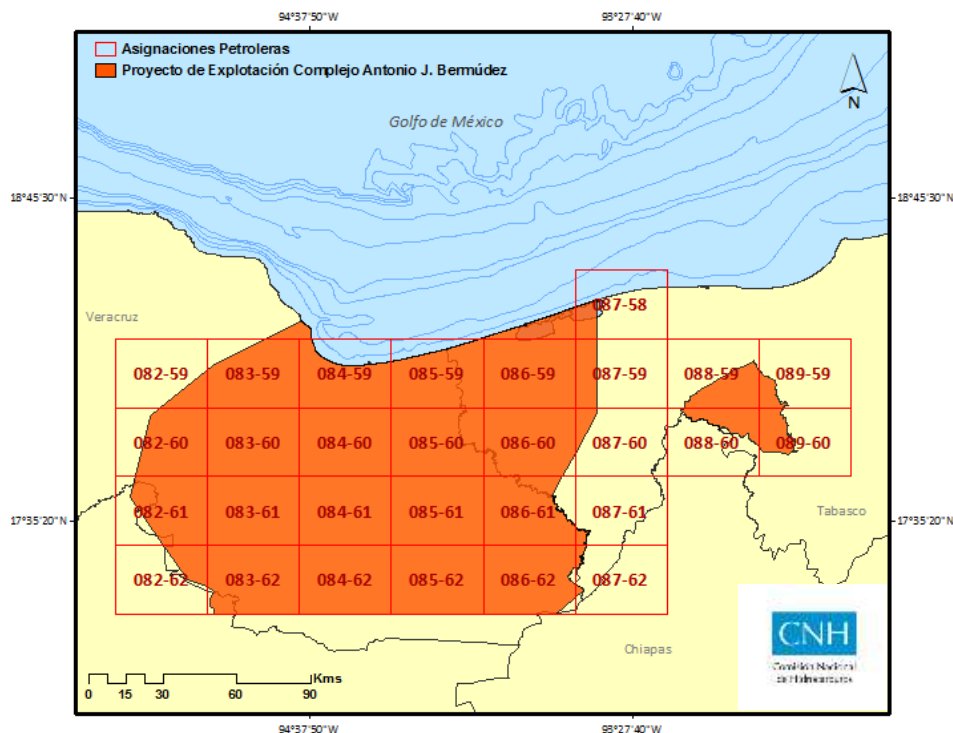
De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. SPE-736/2010, recibido el 22 de septiembre de 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

Geográficamente el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez, se ubica entre los meridianos 18° 45' de latitud Norte, -95° 40' de longitud Oeste, en una zona que comparten los Estados de Veracruz y Tabasco, comprendiendo un total de 6 municipios (Agua Dulce, Las Choapas y Nanchital en Veracruz y La Venta, Cunduacán y Centro en Tabasco) (Figura 1).

Geológicamente está ubicado en la provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste; las áreas productivas Complejo Antonio J. Bermúdez y Samaria Somero en el Pilar de Reforma-Akal, entre las Cuencas de Macuspana y Comalcalco y el área productiva Ogarrio Magallanes está ubicada en la Cuenca Salina del Istmo.

Figura 1. Localización del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez.



b) Objetivo

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorar el factor de recuperación de los yacimientos y asegurar la continuidad de la operación de los campos tanto de aceite ligero como de aceite pesado y extra pesado, maximizando el valor económico de la explotación de los yacimientos mediante la extracción de 669 mmb de aceite y 1,012 mmmpc de gas (871.4 mmbpce), a través de la perforación de 341 pozos, 2,302 intervenciones a pozos, así como la optimización y construcción de la infraestructura de explotación necesaria, en el periodo 2011-2059.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación y terminación de 341 pozos de desarrollo e intermedios, la realización de 2,302 intervenciones a pozos (1,942 reparaciones mayores y 360 reparaciones menores), así como la optimización y construcción de 130 ductos (13 oleoductos, 7 gasoductos, 14 oleogasoductos y 96 líneas de bombeo neumático y/o inyección de agua), 334 líneas de descarga, 1 planta de tratamiento de aguas residuales, 7 cabezales colectores, 2 baterías y 1,600 taponamientos de pozos. Se requerirá una inversión de 84,653 millones de pesos.

Este proyecto se encuentra integrado por tres áreas productivas con un diferente grado de madurez cada una de ellas, Complejo Antonio J. Bermúdez, Samaria Somero, Ogarrio-Magallanes.

Para el desarrollo del proyecto Pemex analizó y evaluó para cada una de las áreas descritas, tres alternativas:

- Área productiva Antonio J. Bermúdez.

Alternativa 1. *Considera una estrategia integral de explotación la cual incluye un proceso de mantenimiento de presión por inyección de fluidos (190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 120 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 75 mil barriles diarios de agua residual, la perforación de 25 pozos intermedios horizontales, direccionales y de largo alcance,*

dirigidos a las áreas donde existen volúmenes importantes de reservas remanentes, la realización de 180 reparaciones mayores, 49 reparaciones menores y la administración de la energía del yacimiento (cierre de pozos con alta RGA).

Alternativa 2. *Ésta opción también considera un esquema integral de explotación con mantenimiento de presión por inyección de fluidos con variación en los volúmenes de inyección de gas amargo y agua residual; 190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 100 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 60 mil barriles diarios de agua residual, además, disminuye la inversión con la perforación y terminación de 22 pozos, 176 reparaciones mayores y 40 reparaciones menores; en este caso la administración de la energía del yacimiento es parcial.*

Esta opción no fue considerada debido a que se reduce el factor de recuperación final del campo, la generación y mantenimiento de la producción de aceite y gas se afectan a la baja, así como la administración de la energía del yacimiento se cumple parcialmente. Este hecho se refleja además en indicadores económicos menos atractivos y un mayor volumen de reservas remanentes dejadas sin explotar.

Alternativa 3. *Éste esquema de explotación considera 190 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, 90 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 50 mil barriles diarios de agua residual y disminuye la inversión con la perforación y terminación de 20 pozos, 180 reparaciones mayores, 33 reparaciones menores y 739 estimulaciones. Omite la administración de la energía del yacimiento. Se descartó esta opción de explotación debido a que los volúmenes de producción de aceite y gas, así como la recuperación final, eran menores a la opción 2 y en consecuencia, mucho menos atractiva en relación a la opción 1 seleccionada.*

- Área productiva Samaria Somero

Alternativa 1. *Perforación de 138 pozos intermedios horizontales, direccionales y de largo alcance, 211 reparaciones mayores y 221 reparaciones menores que permitan continuar la explotación de los yacimientos, esta opción considera la reactivación del campo Carrizo. Incluye la inyección de vapor de una manera segura (sin irrupción en superficie).*

Posterior a la producción en frío, en la etapa de inyección alternada de vapor (IAV) se realizarán seis (6) ciclos de inyección en cada pozo, con un período de duración de 2 años/ciclo. El proceso IAV consiste en inyectar el vapor durante treinta (30) días, luego cerrarlo por un periodo de 3-5 días (remojo) y luego abrirlo a producción durante un periodo de 18-24 meses. Todo este proceso es conocido como ciclo inyección-producción.

Alternativa 2. *La actividad física que se contempla en esta opción es, perforación y terminación de 97 pozos, 215 reparaciones mayores, 84 reparaciones menores y 104 estimulaciones. Desde el punto de vista técnico, está opción incluye la reactivación del campo Carrizo (marginal). Para este escenario la disminución en las actividades es consecuencia de la estrategia de explotación tomada para este caso, ya que se consideró implementar el uso de sistemas artificiales de producción (Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático), para los pozos de vapor; disminuyendo el tiempo de la producción en frío. Otra variable que se presentó fue la disminución en los ciclos de inyección ya que se eliminó 1 de los 6 programados debido al costo de producción. La evaluación económica nos dice que esta opción nos da un ingreso menor a la opción 1. La infraestructura representa un reto en el desarrollo e implantación del proyecto.*

Alternativa 3. *Perforación y terminación de 71 pozos, 205 reparaciones mayores y 38 reparaciones menores. Para este escenario la disminución en las actividades fue determinada en base a la reactivación y estrategia de explotación del campo Carrizo (marginal) ya que presenta una logística difícil debido al abandono del campo. Otra expectativa contemplada es con respecto a la inyección de vapor ya que para este escenario lo que varió fueron los ciclos que se le daría al proyecto neógeno porque se tenían contemplados 6 ciclos para la opción 1 y en este caso se disminuyó a 3 tomando en cuenta el costo de producción. Los indicadores económicos muestran una diferencia sustancial en los ingresos con respecto a las opciones anteriores.*

La situación de la infraestructura necesaria es un reto en el desarrollo e implantación del proyecto, dada el entorno social donde se desarrollará el mismo. La aplicación de un análisis para la evaluación de proyectos de inversión, mostró que la opción 1, presentó mejores resultados en términos económicos que las otras dos opciones.

La inyección de vapor tanto alternada (IAV) como continua (ICV) se ha utilizado en varios países (Venezuela, California, Arabia Saudita, Brasil) con resultados satisfactorios, por lo que estas técnicas no son algo nuevo a nivel mundial pero si en nuestro país ya que solo se han realizado en campos de México (Samaria y Moloacán) en el campo Moloacán no se implementaron con accesorios térmicos debido a que los resultados no fueron los esperados, sin embargo en el caso del campo Samaria se están empleando los accesorios térmicos necesarios por lo que se esperan resultados satisfactorios.

- Área productiva Ogarrio Magallanes.

Alternativa 1. *Representa una continuidad de las estrategias de explotación practicadas en esta componente, el escenario de explotación vislumbra la declinación natural de los diecinueve campos actualmente operando, hasta agotar su reserva remanente 2P. Este escenario contempla la perforación y terminación de 108 pozos convencionales y no convencionales, 1,364 reparaciones mayores y 60 reparaciones menores. Las tecnologías que contempla son las siguientes:*

- *Perforación direccional desde macroperas.*
- *Control de agua.*
- *Control en la aportación de sólidos (arena).*
- *Medición continua del volumen de gas inyectado en pozos de bombeo neumático intermitente.*
- *Explotación conjunta de varios intervalos.*
- *Conversión e instalación de sistemas artificiales de producción; bombeo neumático y mecánico, entre otros.*

Alternativa 2. *Esta opción fue la que presenta el mejor esquema de explotación y mejores indicadores económicos. El escenario de explotación vislumbra la declinación natural de los*

diecinueve campos actualmente operando, hasta agotar su reserva remanente 2P; más la reserva remanente 3P de los campos Sánchez Magallanes y Otates.

Este escenario contempla las perforaciones y terminaciones de 178 pozos convencionales y no convencionales; 1,551 reparaciones mayores y 90 reparaciones menores con el diseño y aplicación de tecnología efectiva en la reactivación de campos.

Se considera la actualización de modelos geológicos de los principales campos; utilizando la información sísmica 3D, a fin de reevaluar los volúmenes y reservas originales y obtener un mejor conocimiento y control geológico para sustentar técnicamente con mayor precisión las actividades propuestas de perforación e intervención de pozos garantizando así el resultado de las intervenciones. Considerando además la implementación de nuevas tecnologías, que favorezcan la diversificación de los sistemas artificiales para el manejo de corrientes con alto corte de agua, de aceites pesados y el control de parafinamientos intensos, con el objetivo de permitir extender la vida productiva de los pozos.

Entre los más importantes sistemas artificiales por implantar, se proponen: equipos de cavidades progresivas, sartas de velocidad y bombeo electrocentrífugo, con el cual se podrán manejar altos ritmos de extracción de aceite, incluso con porcentajes considerables de agua.

Esta opción considera las siguientes tecnologías:

- *Adquisición e interpretación sísmica 3D y 4D para el posible desarrollo de nuevas áreas.*
- *Actualización de los modelos geológicos con base en información sísmica 3D.*
- *Perforación direccional desde macroperas.*
- *Perforación de pozos horizontales, de largo alcance, radiales y multilaterales.*
- *Control de agua.*
- *Control de la depositación orgánica e inorgánica (parafina y sal) en pozos.*
- *Control en la aportación de sólidos (arena).*

- *Inyección continua con tubing concéntrico para inyectar químicos que inhiban la corrosión en pozos productores con corte de agua.*
- *Medición continua del volumen de gas inyectado en pozos de bombeo neumático intermitente.*
- *Instalación de cámaras de acumulación para bombeo neumático intermitente.*
- *Explotación conjunta de varios intervalos con aparejos de terminaciones dobles.*
- *Conversión e instalación de sistemas artificiales de producción; bombeo electrocentrífugo, cavidades progresivas, sargas de velocidad y bombeo hidráulico.*

Alternativa 3. *Esta opción contempla al igual que la opción 2, el uso de las tecnologías y mejores prácticas antes descritas. El escenario de explotación vislumbra la declinación natural de los diecinueve campos actualmente operando, hasta agotar su reserva remanente 2P, la reserva remanente 3P de los campos Sánchez Magallanes y Otates, y la incorporación del campo Santa Ana así como la implantación de procesos de recuperación secundaria y mejorada (inyección de agua en los campos Ogarrio Bloque A y Rodador y para la inyección de aire en el campo San Ramón y CO₂ en Rodador).*

Este escenario contempla la perforación y terminación de 188 pozos convencionales y no convencionales; 1,646 reparaciones mayores y 120 menores con el diseño y aplicación de tecnología de probada efectividad en la reactivación de campos marginales que responden a las necesidades de los campos de la componente.

Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, para el área Complejo Antonio J. Bermúdez y Samaria Somero es la alternativa 1 y la número 2 para el área productiva Ogarrio Magallanes.

En la Tabla 3, se presentan los perfiles de producción para las alternativas seleccionadas.

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada

Área	Complejo Antonio J. Bermúdez		Samaria Somero		Ogarrio Magallanes	
	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
Año						
2011	63	247	10	8	71	95
2012	65	221	16	12	80	96
2013	62	170	16	10	80	98
2014	59	155	20	10	80	99
2015	54	135	22	10	79	100
2016	47	113	29	9	79	101
2017	39	97	28	8	69	89
2018	31	79	29	7	61	77
2019	26	64	27	7	53	65
2020	21	51	24	5	43	51
2021	17	39	21	4	36	42
2022	14	30	21	3	29	34
2023	11	23	19	3	23	28
2024	9	18	10	3	18	23
2025-2059	33*	48*	19*	3*	27*	34*
Total	222	574	128	39	319	398
	(mmb)	(mmpc)	(mmb)	(mmpc)	(mmb)	(mmpc)

*Promedio 2025-2059

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total para cada una de las categorías de reservas al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Tabla 4.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmpc	Aceite por ciento	gas por ciento
1P	17,405	17,775	26.3	34.8
2P	18,094	18,092	25.3	34.2
3P	18,878	18,211	24.2	34.0

En la tabla anterior se observa que los valores de los factores de recuperación, como fueron calculados por Pemex, están basados en la relación directa entre el volumen original y la reservas remanentes por categoría 1P, 2P y 3P respectivamente, considerando la producción acumulada.

- ***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)***

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

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

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

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

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

Tabla 5 - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	1,288	2,433	1,857
2P	1,626	2,889	2,301
3P	1,848	3,020	2,545

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2059 en el proyecto es de 84,653 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 140,974 millones de pesos, como se describe en la Tabla 6.

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

Año	Gastos de Operación	Inversión
2011	7,713	12,198
2012	7,708	12,084
2013	7,972	10,935
2014	8,334	10,985
2015	8,052	6,310
2016	7,795	5,198
2017	7,305	4,022
2018	6,868	3,566
2019	6,467	3,242
2020	5,961	2,943
2021	5,611	2,532
2022	5,368	2,312
2023	5,105	2,140
2024	4,884	2,087
2025-2059	45,830	4,101
Total	140,974	84,653

Fuente: Pemex

e) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto de 71.0 dólares por barril para el aceite y 6.6 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual y el tipo de cambio de 13.77 pesos por dólar. En el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente.

En el horizonte 2011-2059, el proyecto requiere una inversión de 84,653 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 748,112 millones de pesos. El gasto de operación de 140,974 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 7. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	7,713	12,198	52,114	11,678	63,792	43,881
2012	7,708	12,084	57,988	11,084	69,071	49,280
2013	7,972	10,935	56,984	9,317	66,301	47,394
2014	8,334	10,985	56,726	8,839	65,565	46,246
2015	8,052	6,310	55,639	8,185	63,824	49,462
2016	7,795	5,198	55,459	7,446	62,905	49,912
2017	7,305	4,022	48,326	6,319	54,646	43,318
2018	6,868	3,566	42,851	5,364	48,215	37,782
2019	6,467	3,242	37,227	4,441	41,668	31,959
2020	5,961	2,943	31,037	3,494	34,531	25,627
2021	5,611	2,532	26,485	2,759	29,244	21,101
2022	5,368	2,312	22,827	2,201	25,029	17,348
2023	5,105	2,140	18,986	1,761	20,748	13,503
2024	4,884	2,087	15,715	1,426	17,141	10,171
2025-2059	45,830	4,101	77,741	92,007	85,433	35,502
Total	140,974	84,653	656,105	176,321	748,112	522,485

Fuente: Pemex

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	303,694	25,474	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	55,653	55,653	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	5.46	0.46	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	3.68	0.35	peso/peso

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 303,694 millones de pesos antes de impuestos y de 25,474 millones de pesos después de impuestos.

La Comisión observa que la relación beneficio costo después de impuestos, calculada por PEP, no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente neto positivo del proyecto en la alternativa seleccionada. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto dentro de los considerados en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, se inicia con la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

A su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, para el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.469 respecto de las asignaciones denominadas: 498, 499, 500, 501, 544, 794, 795, 796, 797, 878, 916, 917, 1008, 1131, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1142, 1167, 1168, 1169, 1177, 1181, 1190, 1205, 1280, 1441 y 1442, que la SENER considera como áreas 082-50, 082-60, 082-61, 082-62, 083-59, 083-60, 083-61, 084-59, 084-60, 084-61, 084-62, 085-59, 085-60, 085-61, 086-59, 086-60, 086-61, 086-62, 087-58, 087-59, 087-60, 087-61, 087-62, 088-59, 088-60, 089-59 y 089-60 .

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada contuviera la información necesaria para iniciar el dictamen y opinión respectiva, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

Conforme a la Resolución CNH.09.001/10, y el artículo 4, fracción XI de la LCNH, la Comisión puede requerir a Pemex información adicional o que hubiera sido omitida en el envío, además de aclaraciones a la misma, a efecto de continuar con los trabajos del dictamen y emisión de la opinión respectiva.

Para efectos de lo previsto en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, la CNH emite la opinión sobre una asignación petrolera en el momento en que emita el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda, en los términos previstos en la normativa correspondiente.

Asimismo, como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, el dictamen y las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento descrito, podrán ser: Favorable, Favorable con Condicionantes o No Favorable.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico económica del Proyecto; así como la actualización correspondiente de información adicional requerida por esta Comisión.

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario: Homologar si considerará la componente exploratoria avalada como lo señalaron en el 1.3 a).
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Insuficiente	Comentario: Calendarizar metas físicas. Incluir infraestructura considerada, etc.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Insuficiente	Comentario: Se debe hacer el comparativo calendarizado anual y explicar las causas de variación por cada rubro, incluir gastos de operación. Las variaciones en parte son debidas a un horizonte de tiempo diferente pero se requiere detallar las demás causas (señalar lo que corresponde a la adición de más años y las demás causas).
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Insuficiente	Comentario: Se requiere señalar a los responsables de los pozos, intervenciones, infraestructuras, etc. De las componentes (actividades) principales señaladas en el alcance.

2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario: Se sugiere revisar ya que falta la columna geológica del área productiva del Complejo Antonio J. Bermúdez.
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario: Se sugiere revisar los gráficos del modelo sedimentario del área productiva Ogarrio Magallanes.
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario: Se sugiere revisar los gráficos presión y producción, señalar los principales mecanismos de producción del área productiva Ogarrio Magallanes.
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario: Se sugiere detallar más esta sección. Incluir resultados obtenidos de estas pruebas.
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario: Se sugiere mostrar los resultados de la técnica de curvas de declinación para las áreas productivas de Samaria Somero y Ogarrio-Magallanes.
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario: Se sugiere observar parte del desarrollo de este punto, pero se requiere dejarlo más claro de acuerdo a la solicitud original, por ejemplo; no se menciona en que campos del mundo se han aplicado con éxito las tecnologías a evaluar, etc.
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario: Se sugiere describir más la metodología para la identificación de las alternativas.
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario: Se sugiere aclarar las opciones técnicas.
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:

	Se sugiere observar que esta sección se realizó para cada área productiva del proyecto, pero falta la información correspondiente al proyecto total.
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Insuficiente	Comentario: Se observa que esta sección se realizó para cada área productiva del proyecto, pero falta la información correspondiente al proyecto total.
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario: Se sugiere observar que esta sección se realizó para cada área productiva del proyecto, pero falta la información correspondiente al proyecto total.
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Insuficiente	Comentario: Detallar las actividades principales en el diagrama, conforme al horizonte manejado.
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario: Se sugiere detallar con gráfico o diagrama las instalaciones existentes y propuestas.
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario: Se sugiere incluir gráficos o diagramas de procesos para el manejo y aprovechamiento de gas.
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario: Se sugiere comentar sobre el programa de desmantelamiento de infraestructura, programa de reutilización de infraestructura, etc.
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	

6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Insuficiente	Comentario: Realizarlo de acuerdo al correo enviado, el 1 de Septiembre de 2010, al Ing. José Luis Pérez Hernández.
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Insuficiente	Comentario: Realizarlo de acuerdo a la solicitud.
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario: Se sugiere realizarlo de acuerdo a la solicitud.
8. Medio Ambiente	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario: Se sugiere realizarlo de acuerdo a solicitud. Incluir las actividades autorizadas, con sus autorizaciones correspondientes, en materia de impacto ambiental.

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que PEP presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Antonio J. Bermúdez, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEP debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación, recuperación secundaria y/o mejorada.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no evalúa, para todos los campos del proyecto, la aplicabilidad de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. En este sentido, PEP debe evaluar métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos y yacimientos del proyecto.

- b) La Comisión considera necesario que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad en el largo plazo.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) De acuerdo al documento, desde 2006 se detalla el modelado 3D de los campos del proyecto para disminuir la incertidumbre asociada a la geología y reservas de hidrocarburos, con apoyo de estos estudios se podría afinar la ampliación del programa de recuperación mejorada en cuanto a ubicación y volumen de fluidos a inyectar.

- b) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.
- c) Para los campos que aplique, debido a la complejidad de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario que se desarrollen modelos de doble porosidad y permeabilidad.
- d) Es recomendación de esta Comisión que para los campos y yacimientos que aplique, PEP 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 naturalmente fracturados.

ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 5.40% de las reservas totales 2P del país y el 5.8% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.

- d) Las diferencia entre los valores reportados por el certificador son consistentes para ser comparados con los valores de Pemex, los campos mayores que están siendo certificador por un tercero independiente son: Samaria, Iride, Cunduacán y Oxiacaque los cuales abarcan el 99.7% de las reservas de aceite del proyecto y el 99.5% de las reservas de gas.
- e) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas y asimismo los valores de reservas en 2011 de Pemex difieren de los valores de reservas reportados por el certificador principalmente en el periodo 2011-2016.
- f) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez es 6% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 9. Reserva de aceite proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	721	20%
Proyecto	603	
2P 2011	566	-6%
2P 2011 CER	432	-28%

Tabla 10. Reserva de gas proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	833	-11%
Proyecto	940	
2P 2011	962	2%
2P 2011 CER	1,191	27%

PEP deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con

los certificadores solamente se evalúan algunos campos, PEP deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados.

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje de los yacimientos principales que intervienen en la producción de hidrocarburos, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación y apoyar en el desarrollo integral del proyecto.
- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, incluyendo las zonas desplazadas por el agua y por el gas. En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, identificar o estimar los volúmenes de aceite, tanto en matriz, como en fractura.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada diferentes a la inyección de agua, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.

PEP deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo de simulación numérica de yacimientos 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.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para las reentradas de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción y permitirá tener acceso a las reservas que pudieron haber sido dejadas atrás por el barrido de la inyección del agua. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.
- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento 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 mejorada.

v. Productividad de pozos.

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos (más aun en el caso yacimientos naturalmente fracturados donde es de vital importancia caracterizar bien el comportamiento de flujo entre matriz-fractura), y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada; como puede ser el caso de la inyección de agua, método que se han aplicado en este proyecto.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, en el caso de los yacimientos que describen el flujo entre el sistema matriz-fractura, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de instalaciones.

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

- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se considere la posible aplicación de los métodos de recuperación mejorada, 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 la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

vi.2 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.

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

vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas.

- a) La Comisión considera que es necesario que PEP lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

vi.4 Medición.

PEP menciona que la contabilización de los volúmenes extraídos de los pozos se distribuye en las baterías, corrientes, cabezales periféricos así como las realizadas a boca de pozo para lo cual se utilizan diferentes tipos de medidores llevando a cabo también un control de calidad en cada una de las mediciones.

También se presentan dos diagramas generales de la infraestructura de medición, uno de ellos muestra las instalaciones de medición multifásica para un cabezal (Bricol) y el otro muestra un esquema del sistema de medición de la corriente del campo Puerto Ceiba en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

En este último esquema se menciona que con un sistema 900, se lleva a cabo la medición del aceite del tipo ligero que recibe de la Región Marina Suroeste proveniente de los campos Puerto Ceiba y Tajón, que consta de dos medidores de tipo desplazamiento positivo y un probador bidireccional.

Para la calibración y certificación de los medidores, se describe que este es realizado por una tercera y se lleva a cabo en un periodo máximo de tres años, o antes si es que la calibración ha sido alterada, asimismo explican que todos los procesos tanto de verificación, calibración y

certificación, como la puesta en operación de los medidores se asientan en bitácora, reportes de pruebas, gráficas de desempeño y certificados de calibración, con el fin de tener un control y supervisión de los procesos.

En específico para el área productiva Samaria Somero, la medición, el control de calidad del gas y del aceite, se realizará mediante la infraestructura existente que consta de medición de pozos en separador y sistema de medición ultrasónico en Batería Samaria II.

Para el área productiva Ogarrio Magallanes, las mediciones se llevan a cabo a nivel de batería y sistemas de compresión de los distintos campos y sectores con los que cuenta el proyecto, el tipo de medidor usado es el “V-cone” el cual registra el volumen, presión y temperatura.

Asimismo se tienen operando sistemas de monitoreo de nivel e interface instalados en todas las baterías, el sistema de aforo de pozos contempla el aceite, gas y agua. Algunas instalaciones cuentan con sistema de video vigilancia y sistema de enlace satelital. La automatización permite un monitoreo de las variables generadas por los diferentes equipos de medición que se encuentran operando en las instalaciones, lo cual permite implementar protocolos de acciones y pronta atención en caso de presentarse alguna situación de contingencia no deseada

Para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos en diferentes partes del sistema, con base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción real de los campos y por lo tanto del proyecto.

Realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, serán importantes en la determinación del volumen total de producción.

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

- a) Con todo lo mencionado anteriormente 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 bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.

El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEP en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de PEP Exploración y Producción, así como un detalle más preciso de la gestión y gerencia de medición y su plan estratégico, serán aquellas establecidas en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011.

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de recuperación secundaria como la inyección de gases e inyección de agua

para mantenimiento de presión, y debido a la presencia de un acuífero o casquete de gas en algunos yacimientos de este proyecto, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por el gas o por el agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.

- b) En este proyecto se consideran alternativas de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada para todos los campos que lo integran, por lo que la Comisión recomienda que para incrementar las reservas del proyecto, PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los yacimientos del proyecto. Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEP debe incluir un programa donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

Para el caso de la prueba piloto de inyección alternada de vapor, que Pemex señala, que es llevada a cabo en el área productiva de Samaria Somero, la Comisión requiere conocer los resultados obtenidos, características principales y lecciones aprendidas a la fecha, adicionalmente se solicita el programa de actividades principales (estudios de laboratorio, de simulación numérica del proceso, infraestructura requerida, monitoreo de la prueba, etc) de dicha prueba piloto.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la alternativa seleccionada, la cual fue elegida para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Complejo 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 71 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.5 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 11 se muestra los resultados económicos.

Tabla 11. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	303,694	25,474
VPI	mmp	55,653	55,653
VPN/VPI	peso/peso	5.46	0.46
VPGT	mmp	n/d	n/d
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	3.68	0.35
VPN/VPGT	peso/peso	n/d	n/d
Período de Recuperación con descuento	años	n/d	n/d

(n/d) No disponible

(np) No se presentó en el documento de Pemex

Fuente: PEP

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto (ver apartado del resumen) no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto. Esta situación no cambia la decisión del proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.

- b) 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.

- c) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa seleccionada resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.

- d) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

- e) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2038 y después de impuestos a partir del año 2023, por lo que si el objetivo es maximizar la renta petrolera (como lo señala la ley) y no el volumen de hidrocarburos, se debe dialogar con PEP y mencionar que una transición a campos con mejores resultados económicos o con una optimización en su operación resultarán en mayores valores presente netos y mejores indicadores económicos.

La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro.

- f) 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) 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 tres diferentes proyectos ambientales:

1. “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Ceiba”
2. “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”
3. “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”

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

1. 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;
2. 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

3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2288.07 de fecha 5 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Asimismo, cabe destacar que PEP, en la documentación entregada a esta Comisión no señala la existencia de las modificaciones 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), 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/0151/09 la cual corresponde al Proyecto “Desarrollo de las Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”, todas ellas con fecha 15 de enero de 2009 y 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 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez.

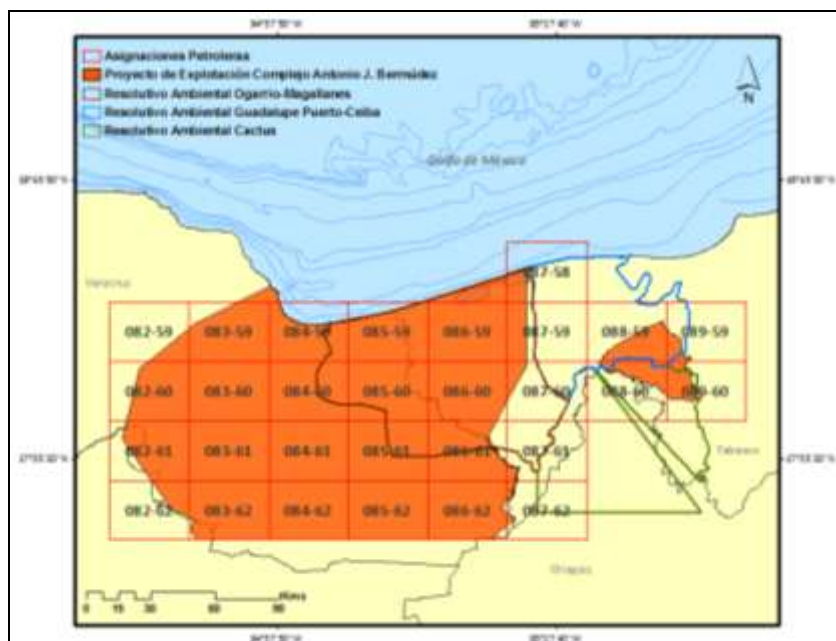
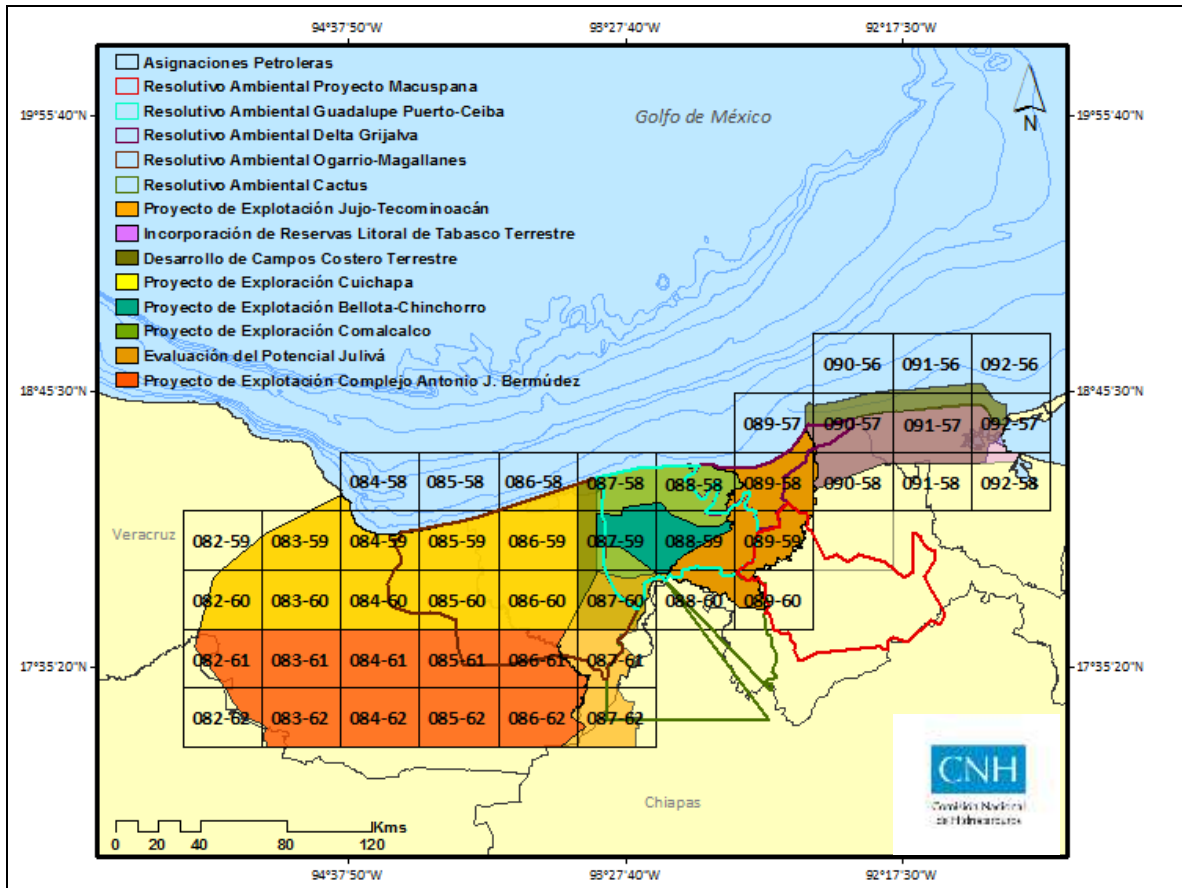


Figura 3.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 2 y 3, las áreas 087-58, 084-59, 085-59, 086-59, 087-59, 084-60, 085-60, 086-60, 087-60, 085-61, 086-61 y 087-61 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante el oficio resolutivo correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Ogarrio Magallanes”.

Las áreas 087-58, 087-59, 088-59, 089-59, 087-60, 088-60 y 089-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07

correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

Asimismo las áreas 087-60, 088-60, 089-60, 087-61 y 087-62 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe - Puerto Cactus”.

De acuerdo a la Figura 2, las áreas 089-58, 089-59 y 089-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, autorización que no se encuentra incluida en la documentación presentada.

Cabe destacar que las áreas 082-59, 083-59, 082-60, 083-60, 082-61, 083-61, 084-61, 082-62, 083-62, 084-62, 085-62 y 086-62 no cuentan con autorización ambiental.

Esta 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.

- 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.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso 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.

- e) Esta Comisión recomienda que Pemex, en la documentación entregada, señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Complejo 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 presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) Que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez no han sido excedidas por Pemex.
- i) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- j) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario 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.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

Respecto a los aspectos de seguridad industrial PEP menciona que en la Región Sur y sus proyectos involucrados, los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental tienen la misma prioridad que la producción y la operación, en donde se enriquece la cultura de seguridad con la implantación del sistema de seguridad, salud y protección al ambiente (SSPA), estructurado en una política que define a PEMEX como una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y compromiso de sus trabajadores con la seguridad, la salud y la protección ambiental.

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de 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 PEP deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- **Identificación de Riesgos.**

En cuanto a la identificación de peligros, se han identificado los riesgos asociados a la ejecución del Proyecto inherentes a la misma actividad, uno de ellos es el riesgo operativo, sin embargo, se cuenta un plan de mitigación de los mismos mediante el cual, los riesgos se reducen a niveles tolerables que garantizan el éxito del proyecto.

Para la realización de las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos se cuenta con programas de ejecución de pruebas hidráulicas y mantenimiento preventivo a los componentes del sistema de control de brotes, además de realizar en cada equipo simulacros de control, por otro lado las instalaciones de producción cuentan con diversos dispositivos de seguridad, tales como válvulas de relevo, sistema de control automático de detección de fuego y gas, etc. Entre las medidas de seguridad que se han implementado para asegurar la integridad mecánica de los ductos de transporte y distribución de hidrocarburos y a fin de evitar fugas, incendios y explosiones, destaca el plan de administración de integridad de ductos el cual permite llevar a cabo una entrega segura y confiable de los hidrocarburos que se transportan por ductos, sin efectos adversos para los trabajadores, la comunidad y el medio ambiente.

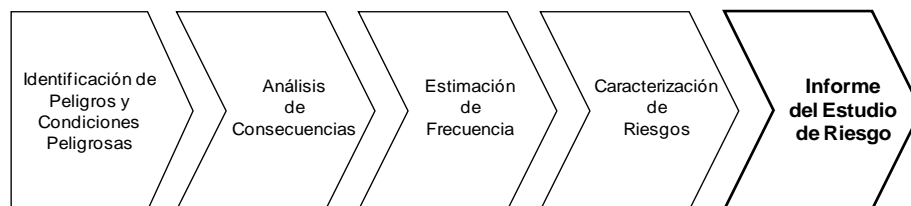
Para el manejo de residuos peligrosos, se cuenta con empresas especializadas que se encargan de su tratamiento y disposición final, asimismo y debido a que en la actualidad se maneja aceite y gas con concentraciones importantes de H₂S se han implementado sistemas de detección y alarmas además de que es requisito obligatorio para todo el personal que labora en estos centros de trabajos, haber recibido entrenamiento sobre los riesgos ante la presencia de H₂S.

Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho por PEP con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en las normas API RP 74 y la API 75L.

- **Evaluación de Riesgos.**

PEP presenta en la figura 4 las etapas que integran la evaluación de riesgos sin dar mayores detalles en cuanto a la estimación de frecuencias, caracterización de riesgos y el informe del estudio del riesgo.

Figura 4. Etapas que integran la evaluación de riesgos.



En el proyecto se desarrollaron los estudios de riesgo base, para realizar y revalidar los análisis y evaluaciones cíclicas futuras de riesgo; dichos estudios cubrieron el total de instalaciones y procesos; basados en información actualizada de la tecnología de los procesos, ingeniería y diseño. Para el Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez se tiene programada la corrección de 1,753 recomendaciones realizadas tanto por certificadores y auditores externos e internos en las tres áreas productivas que lo integran.

En muchas de las operaciones de perforación y de instalación, así como mantenimiento de instalaciones, intervienen empresas externas, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

El Proyecto para el periodo 2011-2059, contempla la perforación de 341 pozos, 2,333 intervenciones a pozos, así como la optimización y construcción de la infraestructura de explotación necesaria; por lo que se considera de vital importancia una identificación y evaluación de riesgos efectiva que deben ser supervisadas bajo procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria, por lo anterior se recomienda que para el proyecto se tengan en consideración los siguientes elementos:

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.
- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice Pemex deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- c) 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 mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 74 y la API 75L.
- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.

- f) 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. Conclusiones y recomendaciones

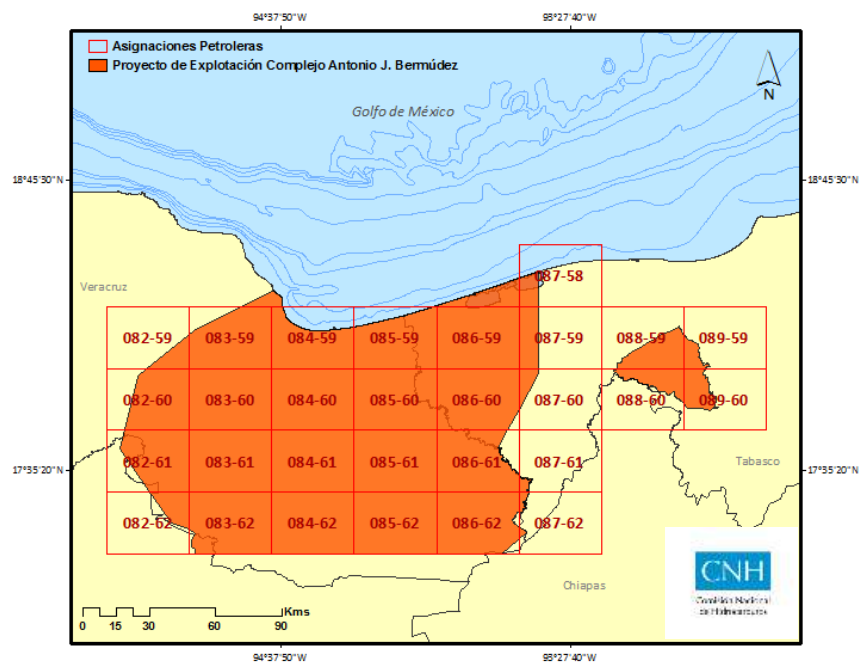
CONCLUSIONES

Conforme a la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó su análisis y resolvió sobre el Dictamen del proyecto.

En este sentido, el grupo de trabajo determina lo siguiente:

- Se dictamina como favorable con condicionantes al proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.
- Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 498, 499, 500, 501, 544, 794, 795, 796, 797, 878, 916, 917, 1008, 1131, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1142, 1167, 1168, 1169, 1177, 1181, 1190, 1205, 1280, 1441 y 1442, que la SENER considera como áreas 082-50, 082-60, 082-61, 082-62, 083-59, 083-60, 083-61, 084-59, 084-60, 084-61, 084-62, 085-59, 085-60, 085-61, 086-59, 086-60, 086-61, 086-62, 087-58, 087-59, 087-60, 087-61, 087-62, 088-59, 088-60, 089-59 y 089-60. Ver Figura 5.

Figura 5. Asignaciones Petroleras del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez



- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través PEP deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto no generen modificación sustantiva de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre del 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

El reporte de métricas antes mencionado deberá enviarse anualmente en formato electrónico y por escrito, y cuando la Comisión lo considere necesario, presentarse por el funcionario de PEP responsable.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) De igual forma, se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado siguiente sean integradas en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes, de manera que se pueda dar seguimiento y atención a las recomendaciones técnicas de la CNH.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

RECOMENDACIONES

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.

- b) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) 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 del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- d) Pemex deberá solicitar 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.
- e) Los campos del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- f) PEP debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- g) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.
- h) Las actualizaciones de los permisos ambientales deberían detallar las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.
- i) 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 bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la

medición, siendo la más precisa la referida para venta y transferencia de custodia, con mayor incertidumbre la que se presenta en los pozos y primeras etapas de separación.

- j) La Comisión recomienda que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.

VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez como favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar; las fechas de inicio y finalización; responsables; entregables; costos, y demás información que PEP considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación a PEP de la Resolución que se emita sobre el presente Dictamen. Adicionalmente, PEP debe informar trimestralmente, por escrito y en formato electrónico, los avances a dichos programas.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por PEP y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue en el corto plazo a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen, en apego a lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta Pemex en el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez es 6% inferior (Tabla 12) a la

que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 12. Reserva de aceite proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	721	20%
Proyecto	603	
2P 2011	566	-6%
2P 2011 CER	432	-28%

Tabla 13. Reserva de gas proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	833	-11%
Proyecto	940	
2P 2011	962	2%
2P 2011 CER	1,191	27%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de

impuestos a partir del año 2038, y después de impuestos a partir del año 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Para el caso de los campos comprendidos en el Proyecto de Explotación Antonio J. Bermudez que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar 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, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, 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.
5. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

6. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez, que permita continuar con la operación de manera más segura.
7. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
8. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, 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, tales como las API RP 74 y API RP 75L.
9. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

Para la emisión de la presente opinión, la Comisión toma en cuenta el resultado del Dictamen técnico del proyecto, la información presentada por PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una asignación petrolera, así como la información adicional que este órgano desconcentrado solicite.

Dicha opinión se integra en atención al análisis realizado a las componentes estratégicas, de modelo geológico y diseño de actividades de exploración, económica, ambiental y de seguridad industrial que se expresan en el contenido del Dictamen.

Como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento, podrán ser favorables, favorables con condicionantes o no favorables.

En términos de los comentarios, conclusiones, recomendaciones y condicionantes al proyecto que han quedado descritas en el presente documento se emite la opinión con la finalidad de que la SENER los tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 498, 499, 500, 501, 544, 794, 795, 796, 797, 878, 916, 917, 1008, 1131, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1142, 1167, 1168, 1169, 1177, 1181, 1190, 1205, 1280, 1441 y 1442, que la SENER considera como áreas 082-50, 082-60, 082-61, 082-62, 083-59, 083-60, 083-61, 084-59, 084-60, 084-61, 084-62, 085-59, 085-60, 085-61, 086-59, 086-60, 086-61, 086-62, 087-58, 087-59, 087-60, 087-61, 087-62, 088-59, 088-60, 089-59 y 089-60.

Métricas del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN

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	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2025)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	12,198	12,084	10,935	10,985	6,310	32,141	84,653	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	7,713	7,708	7,972	8,334	8,052	101,195	140,974	10
Qo Promedio. Área Complejo Antonio J. Bermúdez.	(mbd)	63	65	62	59	54	-	222 (mmb)	10
Qo Promedio. Área Samaria Somero.	(mbd)	10	16	16	20	22	-	128 (mmb)	10
Qo Promedio. Área Ogarrio Magallanes.	(mbd)	71	80	80	80	79	-	319 (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.	Para el área Complejo Antonio J. Bermúdez, considera un proceso de mantenimiento de de presión por inyección de fluidos, perforación de 25 pozos intermedios horizontales, direccionales y de largo alcance, así como 180 reparaciones mayores y 49 menores. Para el área Samaria Somero, perforación de 138 pozos horizontales, direccionales y de largo alcance, 211 reparaciones mayores y 221 reparaciones menores. Incluye inyección de vapor. Para el área de Ogarrio Magallanes, con la declinación natural de los 19 campos, con perforación y terminación de 178 pozos convencionales y no convencionales, 1,582 reparaciones mayores y 90 menores.								
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)	84	66	60	59	39	33	341	NA
Terminación.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	211	224	271	259	295	1,042	2,302	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

* 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.