



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN POZA RICA.

MAYO 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	7
III. MANDATO DE LA CNH	13
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	17
A) UBICACIÓN.	17
B) OBJETIVO	18
C) ALCANCE.	18
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	23
E) INDICADORES ECONÓMICOS	24
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	27
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	28
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	31
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	33
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS	33
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	33
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	34
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	35
• <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	35
• <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	36
• <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	37
• <i>Intervenciones a pozos.</i>	39
• <i>Productividad de pozos.</i>	39
• <i>Instalaciones superficiales</i>	41
• <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	43
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	43
D) ASPECTOS AMBIENTALES	46
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	50
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	56
VIII. CONDICIONANTES.....	60
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	63
ANEXO I.....	64

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 Poza Rica.

El Proyecto Poza Rica es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Poza Rica - Altamira, 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: 076-51,073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, 077-51 y 073-44 (918, 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306 y 1466), mediante oficio No. PEP-SRN-1114/2010, fechado el 5 de octubre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 5 de noviembre del 2010.

El dictamen del Proyecto Poza Rica 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), ya que es como consecuencia de éste que 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. 512.530-10 de fecha 11 de noviembre 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 técnico económica del Proyecto;
- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto, y
- Disco compacto con los archivos antes señalados.

2. Oficio No. 512.006-11 de fecha 7 de enero del 2011, por el cual la SENER envía 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 a la Clase de Costos del Proyecto.

4. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía dos discos compactos con los archivos electrónicos de la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.

5. Oficio SPE-87/2011 recibido el 17 de febrero del 2011, por el que PEP solicita prórroga para la presentación de la información solicitada mediante oficio de la CNH número D00.-DGH.-017/2011 de fecha 31 de enero de 2011.

6. Oficio SPE-GRPE-1-32/2011 recibido el 22 de febrero del 2011, por el que PEP atiende al oficio de la CNH número D00.-DGH.-018/2011 y proporciona la información solicitada referente a la componente ambiental del Proyecto.

7. Oficio No. SPE-105/2011, recibido el 3 de marzo del 2011, por el que PEP, atiende al oficio de la CNH D00.-DGH.-017/2011 y presenta un disco compacto con los archivos electrónicos de la información extraída directamente de los sistemas de programación y seguimiento en materia de seguridad industrial.

8. Oficio SPE-108/2011 de fecha 2 de marzo del 2011, en contestación al oficio D00.-DGH.-28/2011, por el que se envía la información relacionada con la componente de seguridad industrial, consistente en:

- Plan de contingencia ante incendios, explosiones y fugas;
- Evaluación de riesgos por incendio, explosiones y fugas;
- Plan de reparación de daños ante los eventos señalados;
- Declaratoria de contar con las coberturas financieras requeridas, y
- En caso de que las obras se realicen a través de terceros, información proporcionada por dichos proveedores, incluyendo planes y programas.

9. Oficio SPE-200/2011 de fecha 13 de abril del 2011, por el que PEP proporciona información complementaria a la enviada mediante oficio SPE-GRPE-1-32-2011, correspondiente a la componente ambiental. Lo anterior, solicitado por la CNH mediante oficio D00.-SE.-211/2011 de 4 de abril del presente año.

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.

Asimismo, para la elaboración de este dictamen la CNH consideró los documentos siguientes:

- Estudios realizados al Proyecto de Explotación Poza Rica, enviados por medio del oficio SPE-722/10 del 13 de septiembre del 2010, por parte de la SPE de PEP, donde

se incorpora la información del Dictamen “Proyecto Integral Poza Rica” realizado por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. en el año 2002;

- Dictamen del Proyecto “Integral Poza Rica Pidiregas” realizado en el 2005 y en el 2008 por la compañía *CoreLab Operations*.
- Reporte de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010 realizado por la Compañía *Ryder Scott Company Petroleum Consultants*.

II. Resumen del dictamen

En términos del artículo 12 de la Resolución CNH.09.001/10 de la Comisión, a continuación se describe una síntesis sobre el análisis realizado por la Comisión a los principales componentes presentados por PEP.

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto Poza Rica como favorable con condicionantes, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad manifestada en el alcance de dicho proyecto.

- **Condicionantes**

1. En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión nuevamente para dictamen el proyecto Poza Rica observando las siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta Pemex en el proyecto Poza Rica es 17% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Producción acumulada de aceite proyecto Poza Rica.

Perfil	Aceite (mb) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	171,547.03	4%
Proyecto	164,615.00	
2P 2011	140,283.01	-17%

En el mismo sentido, en caso de que exista una inconsistencia entre las reservas estimadas por el certificador externo y las reservas a recuperar dentro del proyecto a dictaminar, Pemex deberá presentar la explicación correspondiente.

- b) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas de fracturamiento, 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 y que muestre 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 de inversión, producción, metas físicas, etc. al proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
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) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
 3. Pemex deberá presentar 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.
 4. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del proyecto Poza Rica que permitan continuar con la operación de manera más segura.
 5. Se requiere que Pemex realice los trámites de actualización de la componente ambiental que cubran el área total del proyecto.
 6. Pemex 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 Pemex responsable.

- ***Estrategia de explotación***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, Pemex presentó la evaluación de tres alternativas:

1. Desarrollo con procesos primarios más recuperación por inyección de agua.
2. Mantener las opciones correspondientes a yacimientos y pozo, implementando en el área procesos de bombeo multifásico.
3. Desarrollo mediante la perforación de pozos gemelos.

La información no incluye el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- a) Fracturamiento.
- b) Sistemas artificiales de producción.
- c) Mantenimiento de presión.
- d) Recuperación mejorada.
- e) Manejo de la producción en superficie.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación de un plan de desarrollo. Asimismo, constituye un cumplimiento parcial en la suficiencia documental de acuerdo con la Resolución CNH.E.03.001/10 emitida por esta Comisión el 14 de junio de 2010.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por Pemex 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.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por Pemex contempla una meta de factor de recuperación de 29% en un horizonte de planeación a 15 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando algún método de recuperación 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 que realizar el cálculo del volumen original con métodos probabilísticos permitiría evitar sobreestimaciones ocasionadas por la alta variabilidad de los parámetros involucrados, con lo que se obtendría una mejor estimación del factor de recuperación.

En este sentido, Pemex 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. Para el caso de Poza Rica se tienen 150 anomalías por atender antes del 2012, clasificadas de acuerdo a la Tabla 2.

Tabla 2 – Anomalías por atender, Poza Rica.

Tipo	2010-2012		
I / A			
II / B	63		
III / C	83		
IV / D	4		
Total	150		
Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

- **Ambiental**

Para acreditar el cumplimiento de las disposiciones legales en materia ambiental, Pemex señaló lo siguiente:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.-0659/02 de fecha 7 de agosto de 2002, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), **autoriza de manera condicionada** la realización del “Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016”;

2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0381.05 de fecha 23 de junio del 2005 por el que la DGIRA **autoriza de manera condicionada** la ejecución del “Proyecto Zona Norte de Chicontepec”; y

3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08 del 20 de agosto de 2008 por el que la DGIRA **autoriza de manera condicionada** la realización del “Proyecto Regional Temporal 2007-2020”

4. Estudio de Impacto y Riesgo Ambiental Modalidad Particular “Sismológico Tres Hermanos Norte 3D”.

De la documentación exhibida se observa que las áreas comprendidas en las autorizaciones de la DGIRA, corresponden a los lotes: 073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, y 073-44 (es decir, a las asignaciones petroleras 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305 y 1466), las cuales representan el 93.37% del Proyecto de Explotación Poza Rica.

En términos de lo establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10 emitida por esta Comisión, se puede considerar que con la información referida en el párrafo anterior, las asignaciones petroleras relacionadas cuentan con la factibilidad en la componente ambiental.

Por lo que se refiere al 6.63% restante, correspondiente a las áreas 076-51 y 077-51 (asignaciones petroleras 918 y 1306 respectivamente), de las cuales PEP también solicitó su modificación la CNH no cuenta con información que acredite la existencia de las autorizaciones correspondientes, por lo que Pemex deberá realizar las gestiones ante la autoridad ambiental para abarcar la totalidad del área del proyecto.

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 Pemex 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. 512-006-11 de 7 de enero del 2011, remitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la SENER, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El área que comprende el proyecto de explotación Poza Rica, se localiza en la planicie costera del Golfo de México en la porción norte del estado de Veracruz. Geológicamente está ubicado en la porción sur-centro-oriental de la provincia geológica Tampico – Misantla.

Los límites geográficos del proyecto son: al norte el río Panuco, al sur el río Nautla, al oeste los afloramientos de la Sierra Madre Oriental y al este la línea de costa.

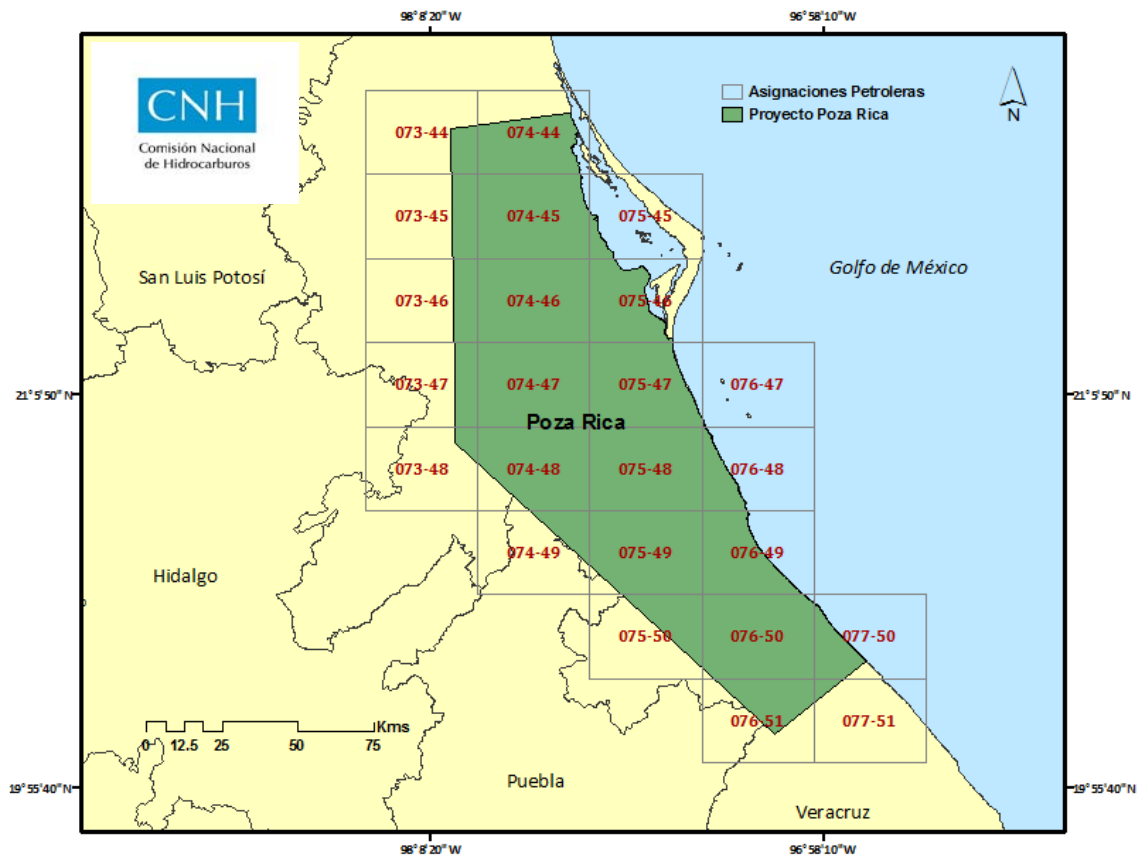


Figura 1. Localización del Proyecto de explotación Poza Rica.

b) Objetivo

El proyecto de explotación Poza Rica tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 166.2 millones de barriles (mmb) de aceite y 203.2 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas, con un costo total de 42,056 millones de pesos en el período 2011-2025 (el cual se divide en inversión de 20,652 millones de pesos y gasto de operación por 21,404 millones de pesos).

c) Alcance.

Contempla la adquisición de 1,130 Km² de sísmica, la perforación y terminación de 121 pozos, así como la realización de 262 reparaciones mayores, y continuar con la inyección de agua. Además el proyecto incluye la optimización y/o desincorporación de instalaciones, así como el transporte y manejo de hidrocarburos, 246 Km de oleoductos y gasoductos. También se refiere dentro del alcance la reactivación del campo San Andrés, con la perforación y terminación de los pozos antes mencionados y la implantación del MDL-Tres Hermanos.

Adicionalmente contempla la optimización de baterías, un módulo para el tratamiento y manejo de agua congénita, así como la sustitución de oleoductos en algunas de las baterías del área conurbada de Poza Rica.

Para el desarrollo del proyecto Pemex analizó y evaluó tres alternativas:

- 1) Desarrollo con procesos primarios más recuperación por inyección de agua, pozos verticales, direccionales convencionales y horizontales, así como terminaciones sencillas (una formación y un solo empacador). Optimización de instalaciones existentes.
- 2) Mantener las opciones correspondientes a yacimientos y pozos, implementando en el área procesos de bombeo multifásico.
- 3) Desarrollo mediante la perforación de pozos gemelos.

Para la elaboración de las alternativas propuestas Pemex consideró lo siguiente:

- Actividad física dando prioridad a las áreas con mejores oportunidades; realizar cambios de intervalo (RMA) en los pozos actualmente en explotación, mejorando los sistemas artificiales de producción, así como perforar-terminar pozos de desarrollo para explotar las formaciones Cretácico Tamabra (Kta) y Cretácico El Abra (Ka) y Jurásico San Andrés.
- Infraestructura nueva y optimización de las instalaciones existentes de almacenamiento y bombeo de hidrocarburos (baterías y ductos).
- Evaluación de riesgos en la ejecución de cada alternativa.
- Evaluación económica de cada alternativa.

Las alternativas propuestas se construyeron con base en cinco variables de decisión:

1. Tipo de recuperación
2. Tipo de perforación
3. Tipo de terminación
4. Tipo de instalaciones
5. Tipo de Proceso

A continuación se detalla cada una de las alternativas presentadas por Pemex.

Alternativa 1. Procesos primarios más recuperación por inyección de agua en el área de Poza Rica, haciendo una readecuación del sistema de inyección y manteniendo los procesos primarios en el área de Tres Hermanos. En la categoría de pozos, contempla la perforación de pozos denominados convencionales, es decir, verticales, direccionales convencionales y horizontales. Las terminaciones serán todas sencillas, para una formación y un solo empacador. En cuanto a instalaciones de superficie, se realizarán adecuaciones a las instalaciones existentes. Los procesos se mantendrán como hasta ahora: separación, deshidratación, sistema de tratamiento de agua, sistema de inyección de agua en el área de Poza Rica y separación, deshidratación, sistema de disposición de agua en área de Tres Hermanos.

En la Tabla 3 se muestran las actividades físicas totales (sin considerar el mantenimiento de infraestructura existente) que comprende esta alternativa.

Tabla 3.- Actividad física a realizar 2011-2025

Actividad	Unidades	Poza Rica	Tres Hermanos	TOTAL
Estudios Sísmicos	Km ²	430	700	1130
Perforaciones y terminaciones	Número	57	64	121
Reentradas	Número	47		47
Profundizaciones	Número	11	3	14
Cambios de intervalo	Número	219	29	248
Conversión a BM	Número	43		43
Reacondicionamiento a pozos inyectores	Número	28		28
Conversión a inyector de agua	Número	31		31
Gasoductos	Km		30	30
Oleogasoductos	Km	72	8	80
Oleoductos	Km	136		136
Aprovechamiento de gas (MDL)	Número		1	1

Alternativa 2. En esta alternativa se mantienen las opciones correspondientes a yacimientos y pozos, pero se implementa en el área de procesos el bombeo multifásico con el cual se espera optimizar el proceso de transporte de fluidos, reducir costos de operación y disminuir los riesgos ambientales.

La instalación de bombas multifásicas sustituiría a una batería de separación con lo que se tendrían varios beneficios como:

- La eliminación de una instalación de dimensiones muy grandes.
- Reducir considerablemente el costo por mantenimiento a la instalación.
- Eliminar el almacenamiento y la quema de gas al no tener separación de fluidos en la instalación.
- Tener un circuito cerrado que elimine la emanación de vapores a la atmósfera.

Sin embargo, Pemex señala que para el manejo de la producción con bombas multifásicas se requiere un análisis minucioso de:

- Los volúmenes de producción de líquidos y gas; éste último se considera el parámetro que define su aplicación.
- Presiones de succión y descarga de la bomba.
- Propiedades de los fluidos como temperatura, viscosidad, densidad, concentración de H₂S.
- Perfil topográfico del oleogasoducto que se utilizará para el transporte de los fluidos.
- La capacidad de las bombas multifásicas que se requieren para lograr la máxima eficiencia.

Respecto de esta alternativa, Pemex analiza que debe tenerse en consideración que el gas es el parámetro que determina la posibilidad de manejar la producción con bombas multifásicas. En este sentido, si se manejaran volúmenes grandes de gas, el equipo podría llegar a bombearlo en un 100%, lo que representaría una limitación para la bomba ya que estas condiciones sólo puede trabajar en por un periodo de 30 minutos. De conformidad con lo anterior, Pemex analiza la posibilidad de instalar y operar la bomba en el área Poza Rica, en la que se utiliza bombeo neumático como sistema artificial de producción que inyecta gas al pozo.

Lo anterior, de acuerdo con el análisis de Pemex tiene como consecuencia que el equipo a instalar deba ser de mayor capacidad, con lo que incrementaría su costo considerablemente.

Una posible solución para lo anterior sería cambiar el sistema artificial de producción de los pozos, pero ello implicaría mayor inversión y tiempo.

Alternativa 3. Toma como base la perforación de 25 pozos gemelos, para recuperar el aceite entrampado en bancos de aceite. Lo anterior, en virtud de que después de haber realizado el procedimiento de inyección de agua, se monitorearon los avances de los frentes de inyección mediante trazadores radioactivos, de lo cual se observó que había zonas con hidrocarburos y que debido a la preferencia de flujo del agua inyectada en la formación, no habían sido barridas por ésta.

Los beneficios de implementar esta alternativa serían:

- Extraer los hidrocarburos atrapados en bancos de aceite que no fueron afectados por la inyección de agua.
- Evitar fugas en los pozos que se encuentran actualmente operando y que tienen su estado mecánico en malas condiciones.
- Evitar contingencias ambientales y problemas con la comunidad.
- Cumplir con las políticas de la empresa es cero emisiones al aire, agua y suelo.

Una vez evaluadas las alternativas, Pemex identificó que la mejor es la 1, la cual implica el desarrollo con procesos primarios más recuperación por inyección de agua, pozos verticales, direccionales convencionales y horizontales, así como terminaciones sencillas (una formación y un solo empacador), así como la optimización de instalaciones existentes.

En la Tabla 4, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 4. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1		
Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	34	39
2012	38	44
2013	43	50
2014	46	56
2015	46	55
2016	41	51
2017	36	45
2018	32	40
2019	28	35
2020	24	31
2021	21	27
2022	19	24
2023	16	21
2024	14	19
2025	13	17
Total	166	203
	(mmb)	(mmpc)

En la Tabla 5 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto Poza Rica.

Tabla 5.- Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Volumen original		Factor de recuperación	
Aceite	Gas	Aceite	Gas
mmb	mmmpc	%	%
13,213.00	13,398.39	29	31

Pemex 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 Poza Rica se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6 - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	106.78	152.32	118.65
2P	298.68	329.47	332.11
3P	409.32	476.48	462.90

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2025 en el proyecto es de 20,652 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 21,404 millones de pesos, como se describe en la Tabla 7.

Tabla 7. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos)

Año	Inversión estratégica	Gastos de operación
2011	4,701	1,903
2012	4,557	1,803
2013	3,729	1,799
2014	2,489	1,915
2015	1,084	1,846
2016	698	1,729
2017	586	1,587
2018	490	1,481
2019	429	1,442
2020	388	1,272
2021	368	1,126
2022	341	1,019
2023	301	917
2024	248	827
2025	243	737
Total	20,652	21,404

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 70.07 dólares por barril para el aceite y 4.9 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 2011-2025, el proyecto requiere una inversión de 20,652 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 173,574 millones de pesos. El gasto de operación de 21,404 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 8. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mm pesos)

Año	Gastos de Operación (mm pesos)	Inversión (mm pesos)	Ingresos de Aceite (mm pesos)	Ingresos de Gas (mm pesos)	Total de ingresos (mm pesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mm pesos)	Flujo de Efectivo después de impuestos (mm pesos)
2011	1,903	4,701	13,082	1,015	14,097	7,510	-1,985
2012	1,803	4,557	13,281	1,068	14,349	8,007	-1,550
2013	1,799	3,729	14,777	1,220	15,997	10,486	-172
2014	1,915	2,489	16,137	1,383	17,520	13,133	1,457
2015	1,846	1,084	16,099	1,371	17,470	14,556	2,903
2016	1,729	698	14,633	1,256	15,889	13,476	2,876
2017	1,587	586	12,828	1,110	13,938	11,777	2,479
2018	1,481	490	11,175	978	12,153	10,193	2,086
2019	1,442	429	9,771	868	10,639	8,779	1,683
2020	1,272	388	8,520	763	9,283	7,632	1,440
2021	1,126	368	7,401	661	8,062	6,575	1,196
2022	1,019	341	6,620	589	7,209	5,855	1,044
2023	917	301	5,832	528	6,360	5,148	904
2024	827	248	5,167	471	5,638	4,569	806
2025	737	243	4,553	417	4,970	3,991	674
Total	21,404	20,652	159,878	13,698	173,574	131,688	15,842

Fuente: Pemex

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

Tabla 9. Indicadores Económicos (mmpesos)

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	73,125	5,647	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	15,832	15,832	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	4.6	0.4	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	3.6	1.07	peso/peso
Tasa interna de retorno	TIR		35	%
Periodo de recuperación de la inversión		1	6	años

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 73,125 millones de pesos antes de impuestos y de 5,647 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

Como ya se mencionó, la dictaminación 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, el proyecto Poza Rica, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.006-11 respecto de las asignaciones denominadas: 076-51,073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, 077-51 y 073-44 (918, 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306 y 1466).

Recibida la solicitud, la CNH verificó que la documentación entregada contuviera la información necesaria para iniciar la dictaminación 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.

Como se detalló en el apartado I del presente dictamen, para su elaboración 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	
Insuficiente	Comentario: En el objetivo se debe hacer mención de las metas de producción, la inversión y el periodo del proyecto. Esta información es mencionada en el Alcance pero no en el objetivo.
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario: Mencionan que las coordenadas se muestran en la Figura 1.1 de la página 7 pero en esa figura solamente muestran las asignaciones.
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.	
Suficiente	Sin Comentario
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	Sin Comentario
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Sin 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	Sin 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)	

Suficiente	Sin Comentario
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Sin Comentario
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Sin Comentario
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Sin Comentario
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Sin Comentario
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Sin Comentario
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Sin 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	Sin Comentario
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Sin Comentario
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Sin Comentario
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Sin Comentario
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Sin Comentario
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Sin Comentario
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Sin 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	Sin Comentario

3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Sin Comentario
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Sin Comentario
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Sin Comentario
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)	
Suficiente	Sin Comentario
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Sin Comentario
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Sin 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: Es necesario desglosar los diagramas de Gantt mostrados en esta sección para poder conocer el detalle de la calendarización de actividades.
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Sin Comentario
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Sin Comentario
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Sin 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	Sin Comentario
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Insuficiente	Comentario: Información insuficiente. Presentan un resumen histórico de estas actividades pero no detallan el estado actual o futuro de las actividades.
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	Sin Comentario
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. Estimación de inversiones	
Suficiente	Sin 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	Sin 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	Sin Comentario
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Sin 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	
Suficiente	Sin Comentario
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Sin Comentario
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	Sin 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	Sin Comentario
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: No se presentó la MIA. La información se completó con documentos descargados de página web de la SEMARNAT www.semarnat.gob.mx

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para la dictaminación, la CNH observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con el tema de consistencia en la información que proporciona Pemex. A continuación se describen dichas observaciones a efecto de que se tomen en consideración y se tomen las acciones necesarias para atender la problemática.

- 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 Pemex 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 evaluación del potencial e incorporación de reservas y alcance.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Poza Rica, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Aspectos Estratégicos

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 Pemex debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas a 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 la aplicabilidad de algún método de recuperación mejorada, ya que sólo se menciona la inyección de agua para el área Poza Rica, el cual es considerado como método de recuperación secundaria, y contempla recuperación primaria para el área de Tres Hermanos. En este sentido, Pemex debe evaluar métodos de recuperación secundaria y mejorada para los campos en que aplique.

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 Pemex defina estrategias de explotación por campo.

- b) En el documento presentado por Pemex, se señala que en 2001 el proyecto únicamente comprendía una parte del campo Poza Rica; en la Cartera 2004 se le agrega el complemento del campo Poza Rica y el proyecto San Andrés Jurásico; para la Cartera 2007 se le agrega el proyecto Tres Hermanos.

Al respecto, se considera necesario que Pemex evitar la incorporación de subproyectos al proyecto Poza Rica, ya que se convierte en un proyecto muy grande que complicará el seguimiento de actividades, la asignación de recursos y la transparencia en la generación de valor.

- c) Para incrementar la reserva del proyecto Pemex debe incorporar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del Proyecto Poza Rica.

- d) 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.

- e) Dada de la heterogeneidad del yacimiento y como consecuencia de la aplicación de métodos de inyección de agua, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.

- f) El proyecto Poza Rica está constituido por varios campos cuya extensión solamente está referida a un límite geográfico y no a un límite geológico, explotando el hidrocarburo de diferentes yacimientos (Terciario y Cretácico). En este sentido, convendría integrar sistemas de medición que te permitan identificar la procedencia del hidrocarburo proveniente de diferentes yacimientos.
- g) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de 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.

- **Modelo geológico, geofísico y petrofísico.**

- a) El proyecto de explotación Poza Rica está constituido por varios campos cuya extensión solamente está referida a un límite geográfico y no a un límite geológico. Es recomendación de esta Comisión que Pemex evalúe hacer referencia a las extensiones geológicas para la administración de los campos, para tener un mejor manejo de la información y de los yacimientos. Lo anterior, en virtud de que dentro del proyecto Poza Rica existen campos como Presidente Alemán y Remolino, que tienen producción a nivel del Cretácico, y a nivel Terciario en la formación Chicontepac, los cuales se presentan en el proyecto Presidente Alemán – Furbero.
- b) Es indispensable que Pemex cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

- c) En el documento presentado por Pemex se hace referencia a un modelo estático construido en el 2003 por el Buró de Geología Económica de la Universidad de Austin, Texas. Esta Comisión considera necesario mantener actualizado dicho modelo con la nueva información estática y dinámica recopilada durante estos últimos años y con la que se adquiriera en el futuro.
- d) La Comisión recomienda la integración de mayor información obtenida de registros VSP y Check-shot que ayuden a calibrar el levantamiento sísmico 3D y dar una mayor certidumbre al modelo de velocidades de los campos.
- e) La Comisión considera necesario integrar el estudio de los tipos de roca desarrollados con los que cuenta el Activo para complementar el modelo estático existente. Se recomienda que, adicionalmente, se determinen las Unidades de Flujo que apoyen un mejor entendimiento de la continuidad espacial del yacimiento.

- **Volumen y reservas de hidrocarburos**

- a) Para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos se debe elaborar, dentro del modelo petrofísico, un modelo de arcillosidad no lineal, ya que Pemex cuenta con registros antiguos SP, GR, NC, NL y GNT, los cuales, al ser aplicados, pueden generar relaciones lineales respecto al volumen de arcilla en la formación que se está caracterizando. En este tema vale recordar que existe una fuerte presencia de sedimentos arcillo-carbonatados en estos yacimientos.

Es recomendación de esta Comisión que hagan correlaciones con registros de espectrometría de rayos gamma y registros actuales de mineralogía que sean adquiridos en los nuevos pozos del campo, así como una debida calibración con núcleos que cuenten con datos de difracción de rayos X y datos de producción, para obtener así un modelo de arcillosidad más robusto, que permita tener un volumen poroso más preciso.

- b) De los 53 campos reportados por Pemex como los correspondientes al proyecto de explotación Poza Rica, sólo se encontraron 49 campos registrados en la base de datos de reservas. En este sentido la Comisión considera que debe existir igualdad entre la cantidad y los nombres de los campos que componen el proyecto y lo registrado en la base de datos de reservas. Adicionalmente, se recomienda que Pemex 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. .
- c) Se observa que existen diferencias entre las producciones acumuladas de aceite plasmadas en las cifras de reservas 2P 2010, la información presentada en el documento del proyecto a dictaminar y las cifras de reservas 2P 2011 (Ver Tabla 10). Lo anterior indica que se debe presentar un proyecto que esté acorde con las nuevas cifras de reservas estimadas por Pemex y que en caso de existir diferencias significativas con las cifras del certificador se expliquen sus causas.

Tabla 10. Producción acumulada de aceite proyecto Poza Rica.

Perfil	Aceite (mb) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	171,547.03	4%
Proyecto	164,615.00	
2P 2011	140,283.01	-17%

- d) La Comisión considera necesario que Pemex 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.
- **Ingeniería de yacimientos.**
 - a) Durante años se ha inyectado agua a estas formaciones que no son preferentemente mojadas por agua, por lo que Pemex debe evaluar el impacto de la mojabilidad de la roca carbonatada del yacimiento debido al método de recuperación secundaria seleccionado.

- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz, como en fractura, incluyendo las zonas desplazadas por el agua y por gas.
- c) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con estudios sobre los mecanismos de empuje que intervienen en la producción de los campos principales, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación.
- d) La Comisión recomienda que la experiencia adquirida por más de 50 años en el campo Poza Rica relacionada a la inyección de agua en yacimientos carbonatados fracturados, sea considerada para la definición de este tipo de procesos en campos similares del país.
- e) 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 Pemex realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con los fluidos de la formación productora.
- f) Debe quedar claro el método utilizado para las estimaciones de los pronósticos de producción y los modelos de simulación con los cuales se representa la explotación de los principales yacimientos de este proyecto. En este sentido se recomienda que se presenten las principales características de dichos métodos y modelos de simulación y se demuestre que son suficientes para representar la física del yacimiento.

- **Intervenciones a pozos.**

- a) Es necesario que Pemex establezca un proceso riguroso para las reentradas de los pozos utilizando pozos verticales existentes, ya que esta estrategia aumentará el potencial de los pozos y de alguna manera 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) Pemex 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.

- **Productividad de pozos.**

El objetivo de las pruebas de producción y presión es determinar el potencial productor del pozo, caracterizar dinámicamente al yacimiento y detectar probables eventos geológicos o corroborarlos.

En el documento del proyecto de explotación Poza Rica se reporta, para el pozo 412H, una prueba para optimizar su flujo de fluidos y conocer su IPR (*Inflow Performance Relationship*), diámetro óptimo y la estabilidad de flujos, entre otros parámetros importantes del yacimiento, tales como permeabilidades de la formación y daño.

Como resultado de estas pruebas se reportan los parámetros que se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros obtenidos de Prueba de Presión-Producción PR-412H

	Estrang. (6MM)	Estrang. (7MM)	Estrang. (8MM)	
*Gasto aceite (Qo)	225	305	356	bpd
Flujo de agua (Fw)	0.8	0	0	%
*presión en sup.(Tph1)	72	67	62	kg/cm2
Permeabilidad (Kz)	10.24	5.3	27.8	md
Daño (S)	-2.5	-3.8	-2	adim
Limite N-Flujo				pies
Presión inicial (Pi)	2462	2425	2442	psia

* Promedio de la prueba

- a) La información de pruebas de presión-producción documentadas en el proyecto es insuficiente, ya que no expresa de manera clara las pruebas realizadas. Estas pruebas son importantes para la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementos clave para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria como la inyección de agua y gas.

Debido a lo anterior la CNH considera necesario que se realicen pruebas de presión para determinar con mayor precisión los parámetros del yacimiento como la compresibilidad total del sistema roca-fluidos, volúmenes de fluidos a drenar, presión promedio del volumen a drenar, ritmos de inyección de fluidos, espesores de formación, etc.

- b) Adicionalmente, se requiere que Pemex realice pruebas de interferencia que permitan determinar canales de flujo y fallas o barreras de flujo en el yacimiento. Además, al contener yacimientos fracturados se pueden inferir parámetros relacionados con la interacción entre matriz y fractura, los cuales pueden ser útiles posteriormente para el modelo dinámico.

- **Instalaciones superficiales**

vi.1 Abandono de instalaciones. La estrategia para el abandono y desincorporación de instalaciones consiste en taponar los pozos tan pronto como lleguen a su límite económico. En el caso de la infraestructura, no ha sido posible dismantelar toda aquella que ha llegado a su vida útil, por lo que se cuenta con instalaciones que han incrementado los costos de operación. Por lo anterior, en el proyecto se pretende desincorporar y optimizar dichas instalaciones, evitando, en lo posible, daños colaterales y manteniendo un balance ecológico en las zonas de influencia.

- 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 Pemex debe atender el rezago en la atención de desincorporación de instalaciones.

vi.2 Manejo de la producción. De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, Pemex considera que es suficiente para el manejo de su producción.

A continuación se detallan las instalaciones existentes para el manejo de producción del proyecto.

Tabla 12. Instalaciones existentes

Baterías de separación	Módulos de separación portátiles	Estaciones de compresión o compresores	Plantas de inyección de agua congénita
Poza Rica II		Poza Rica II	
Poza Rica III		Mecatepec	
Poza Rica V		San Andrés	
Poza Rica IX		Raudal	
Poza Rica X		Cerro del carbón	
Poza Rica XI			
Poza Rica XIII			
Poza Rica XX			
8	0	5	0

Fuente: Pemex

- a) La CNH observa que Pemex no presenta programas de mantenimiento, modernización 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, se espera llegar a años posteriores al 2025, por lo que que 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 Pemex lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

vi.4 Medición: Los sistemas de medición presentados por Pemex están referenciados a la central de almacenamiento y bombeo en donde se menciona que los medidores utilizados son del tipo másico (coriolis), de flujo magnético y vortex.

De acuerdo a las características de los fluidos producidos en los campos del proyecto de explotación Poza Rica, los tres medidores resultan adecuados para realizar las mediciones con rangos de incertidumbre en la exactitud tolerable.

- a) Sin embargo, la Comisión recomienda que Pemex tenga una visión integral de la medición de hidrocarburos, basada en normas y procedimientos nacionales e internacionales que contemple lo siguiente:

- Los requerimientos técnicos y operacionales en la planeación, diseño, operación y evaluación de los sistemas de medición, y de las cantidades y calidades producidas, transportadas y transferidas.
 - El valor económico de acuerdo a la calidad medida de hidrocarburos.
 - La gestión (administración, supervisión y control) de la medición de los hidrocarburos y los sistemas de medición bajo la práctica de supervisiones, auditorías y certificaciones, internas y por parte de terceros.
- **Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**
 - a) En el documento entregado por Pemex sólo se hace referencia a las etapas de producción que ha experimentado el campo Poza Rica, pero no sobre las etapas de producción de los demás campos principales del proyecto.

Al respecto, la Comisión considera necesario que se reporte el comportamiento de producción primaria, secundaria y mejorada de los principales o de todos los campos de este proyecto.

- b) En el proyecto Poza Rica sólo se refieren métodos de recuperación secundaria, pero la Comisión considera que es elemental evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los campos del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por Pemex para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Poza Rica 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 Pemex.

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

- Precio del crudo igual a 70.07 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 4.9 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 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 13 se muestra los resultados de Pemex.

Tabla 13. Opción 1. Indicadores económicos PEMEX.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos PEMEX	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	73,125	5,647
VPI	MMP	15,832	15,832
VPN/VPI	peso/peso	4.62	0.36
VPGT	MMP	n.p.	n.p.
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	3.61	1.06
VPN/VPGT	peso/peso	n.p.	n.p.
Periodo de recuperación	años	1	6
TIR	% anual	*	34.5%

* El proyecto presenta flujos de efectivo positivos al horizonte

n.p. no se presentó en el documento de PEMEX

Fuente: PEP

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó Pemex. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- c) En el documento entregado por Pemex, 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.
- d) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que Pemex 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 presentada 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. "Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016"
2. "Proyecto Zona Norte de Chicontepec"
3. "Proyecto Regional Tempoal 2007-2020"

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.-0659/02 de fecha 7 de agosto de 2002, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), **autoriza de manera condicionada** la realización del "Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016";
2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0381.05 de fecha por el que la DGIRA **autoriza de manera condicionada** la ejecución del "Proyecto Zona Norte de Chicontepec", y
3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08 del 20 de agosto de 2008 por el que la DGIRA **autoriza de manera condicionada** la realización del "Proyecto Regional Tempoal 2007-2020".

Asimismo, Pemex cuenta con el Estudio de Impacto y Riesgo Ambiental Modalidad Particular "Sismológico Tres Hermanos Norte 3D".

Como parte del proceso de determinación de la factibilidad ambiental la CNH obtuvo y analizó los oficios resolutivos de la página web de la SEMARNAT.

Las actividades del proyecto autorizadas por la DGIRA se encuentran distribuidas de la siguiente forma: “Zona Norte del Proyecto Chicontepec” en un 44.63%; “Proyecto Integral Activo Poza Rica 2001-2016” en un 45.85%, y el “Proyecto Regional Tempoal 2007-2020” con el 0.78 %, así como el estudio de Impacto y Riesgo Ambiental Modalidad Particular que se realizó para el proyecto “Sismológico Tres Hermanos Norte 3D” en un 2.11%.

Asimismo, se observó que 6.63 % de la superficie señalada por PEP para el proyecto Poza Rica (733.28 km²) queda fuera de las poligonales descritas en las autorizaciones de la DGIRA. Dicha área corresponde a las áreas 076-51 y 077-51, asignaciones petroleras 918 y 1306, como se aprecia en la Figura 2 a continuación:

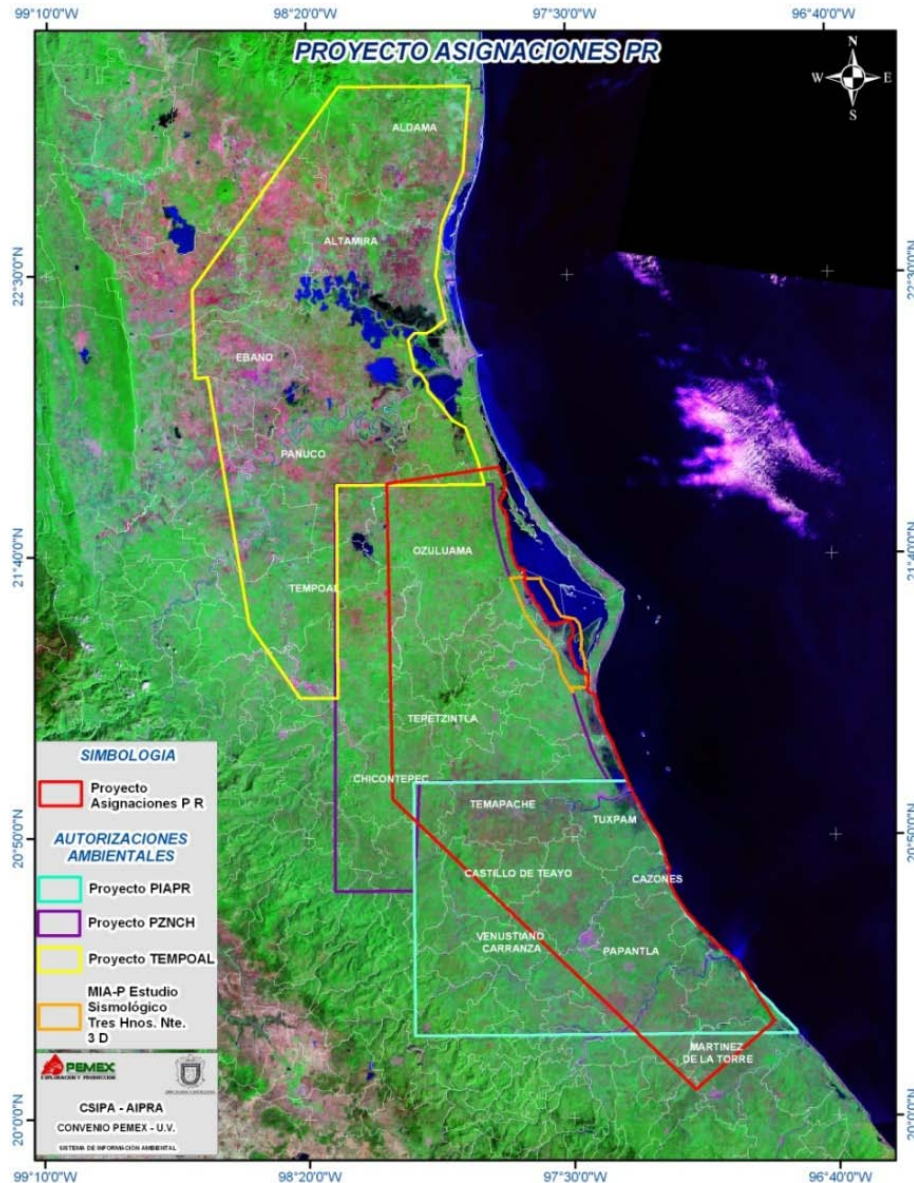


Figura 2. Poligonales amparadas para el proyecto Poza Rica.

En virtud de lo anterior, se determinó que las áreas comprendidas en las autorizaciones de la DGIRA, corresponden a las áreas: 073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, y 073-44 (asignaciones petroleras 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305 y 1466) las cuales representan el 93.37% del proyecto de explotación Poza Rica.

Por lo que se refiere al 6.63% restante, correspondiente a las áreas 076-51 y 077-51 (asignaciones petroleras 918 y 1306 respectivamente), de las cuales PEP también solicitó su

modificación la CNH no cuenta con información que acredite la existencia de las autorizaciones correspondientes.

En este sentido, se establece que:

- a) El Proyecto de Explotación Poza Rica está principalmente contemplado dentro de la autorización de la DGIRA correspondiente al Proyecto Activo Integral Poza Rica 2001-2016, (oficio S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.-0659/02), en la que se aprecian los campos que comprende.
- 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 detalle por campo.
- 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) 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 Poza Rica, 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.
- f) PEP deberá obtener las autorizaciones respectivas para realizar obras y actividades en el área fuera de las poligonales en autorizadas en los oficios resolutivos existentes, (áreas 076-51 y 077-51 correspondientes a las asignaciones petroleras 918 y 1306).

- g) PEP no acreditó el motivo por el cual el estudio de Impacto de Riesgo Ambiental Modalidad Particular “Sismológico Tres Hermanos Norte 3D”, que corresponde al 2.11 % del Proyecto Poza Rica, no requiere de la autorización de la DGIRA. En este caso, la CNH recomienda que PEP incluya en la información ambiental las razones de esta situación.
- h) 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 S.G.P.A./DGIRA.DDT.0381.05 (PZNCH) y S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08 (Proyecto Regional Tempoal) con las asignaciones que corresponden al proyecto de Explotación Poza Rica para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- i) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el Proyecto Poza Rica cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental en un 93.37 %, relativo a las asignaciones 073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, y 073-44.

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

Pemex señala que cuenta con metodologías para la identificación, evaluación y jerarquización de riesgos, donde para:

- ***Identificación de peligros***

Los criterios de selección de la metodología para la identificación de riesgos son: motivo del estudio, tipo de resultado requerido (lista de problemas / accidentes y lista de acciones), información con que se cuenta del proceso (experiencia similar, diagramas de la instalación, historial operativo “en instalaciones similares”), características del problema (operación simple, proceso mecánico, operación continua, peligro de inflamabilidad y explosividad, situación falla

aislada, accidentes proceso fuera de control), riesgo percibido e historial (amplia experiencia, historial de accidentes actualizado, riesgo percibido medio).

Para seleccionar la metodología más adecuada para la elaboración del estudio de riesgo se utilizan los lineamientos establecidos en las normas de referencia de PEMEX y complementados con algunos elementos de otras guías sugeridas.

La metodología de identificación de riesgos HAZOP, (Hazard and Operability Analysis), es una técnica cualitativa para la identificación de riesgos concebida en la industria química y que ha sido muy utilizada en la misma. El estudio debe complementarse con la revisión de seguridad (evaluación de la correspondencia con requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable). Permite un análisis más sistemático de las desviaciones de proceso que pueden producirse, sus causas y las defensas contra las mismas. Estará enfocado a las desviaciones de proceso que puedan dar lugar a eventos de pérdida de contención, así mismo, aportará las recomendaciones de seguridad adicionales a la revisión de seguridad y permitirá identificar acciones críticas para la seguridad y evaluar o recomendar su consideración en los procedimientos operacionales vigentes.

La metodología se resume como sigue:

- División de las instalaciones en secciones, representación en diagrama de flujo.
- Descripción de la intención de diseño (operación normal, límites y condiciones de seguridad según diseño) de las diferentes secciones definidas.
- Postulación, a través de palabras guías, de desviaciones de la intención de diseño de cada tramo y sus componentes. Determinación de las causas y consecuencias posibles de las desviaciones postuladas.
- Determinación de las desviaciones significativas (aquellas cuyas consecuencias implican riesgos importantes y cuyas causas son creíbles, haciéndolas posibles).
- Evaluación de las defensas existentes contra tales desviaciones (prevención de las causas de las desviaciones, mitigación de las consecuencias).

- Proposición de mejoras de diseño, procedimientos y preparación del personal, para la prevención de las desviaciones y la mitigación de sus consecuencias).

- ***Evaluación de riesgos operativos***

Para determinar los riesgos que se pueden presentar en las actividades petroleras, se analiza la información de los procesos de las instalaciones, aplicando la metodología HAZOP en la que se identifican los riesgos potenciales asociados con el concepto, el diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Se realizan reuniones con el personal involucrado de acuerdo al método y para cada nodo o sistema operativo, se define su función y sus variables importantes, aplicando las palabras guía (desviaciones) y analizándose las causas/consecuencias de la desviación, las salvaguardas existentes y su efectividad, así como las recomendaciones emanadas.

Para la aplicación de la técnica HAZOP se llevan a cabo las siguientes actividades:

- Estudio de planos y diagramas de las instalaciones
- Estudio de las bases de diseño y características del pozo a perforar
- Lluvia de ideas de personal experto en el proceso.

- ***Jerarquización de riesgos***

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evalúan y analizan las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HAZOP, donde se le asigna una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación.

El índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias, mismas que son evaluadas por medio de los “Radios Potenciales de Afectación”, que se realizan mediante la etapa de “Análisis Consecuencias” a través de un software (PHAST) que permite predecir las consecuencias de

acuerdo al tipo de producto por diversas concentraciones de interés, límites de explosividad y daños a la salud; además, automáticamente selecciona el modelo correcto según el comportamiento de la nube y predice todos los efectos físicos, radiación y nube explosiva.

El software PHAST consiste en cuatro técnicas analíticas: Modelos de flujo, modelos de dispersión, modelos de explosión y modelos de radiación.

Además realizan un análisis de consecuencias que permite evaluar la magnitud de los efectos negativos potenciales de la instalación y la propagación de un incidente que generalmente involucra modelos de liberación accidental de sustancias peligrosas, desarrollándose una variedad de escenarios y cuyo análisis determina el impacto potencial al personal, instalación y población circundante.

Para el tipo de actividad, es necesario considerar las investigaciones del International Risk Institute en las cuales se ha reconocido que una fuga de grandes cantidades de gases inflamables puede ocasionar una nube explosiva en espacios abiertos que pueden causar severos o catastróficos daños a extensas áreas de una planta o comunidad.

La metodología para la evaluación de consecuencias consistirá en el análisis mediante modelos matemáticos de eventos de riesgo identificados en la etapa de “identificación y jerarquización de riesgos”.

Posterior a la determinación de los efectos físicos negativos, se procederá a estimar las consecuencias sobre los elementos vulnerables del entorno al escenario del incidente, especialmente los daños a las personas, instalaciones y medio ambiente.

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, deben aplicarse los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias.

Para la jerarquización de riesgos, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a las anomalías detectadas se posicionan de acuerdo a la siguiente matriz de riesgos.

Matriz de asignación de riesgo.

F R E C U E N C I A	Alta (F4)	II / B	II / B	I / A	I / A
	Media (F3)	III / C	II / B	II / B	I / A
	Baja (F2)	IV / D	III / C	II / B	I / A
	Remota (F1)	IV / D	IV / D	III / C	II / B
		Menor (C1)	Moderada (C2)	Grave (C3)	Catastrófica (C4)
		Consecuencia			

- 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) 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.
- c) 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. Para el caso de Poza Rica se tienen 150 anomalías por atender antes del 2012, clasificadas de acuerdo a la Tabla 14.

Tabla 14. Anomalías por atender, Poza Rica.

Tipo	2010-2012		
I / A			
II / B	63		
III / C	83		
IV / D	4		
Total	150		
Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

- d) La CNH considera necesario que Pemex 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.

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:

- a) Se dictamina como **favorable con condicionantes** el proyecto Poza Rica.

- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 076-51, 073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, 077-51 y 073-44 (918, 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306 y 1466). Ver Figura 3.

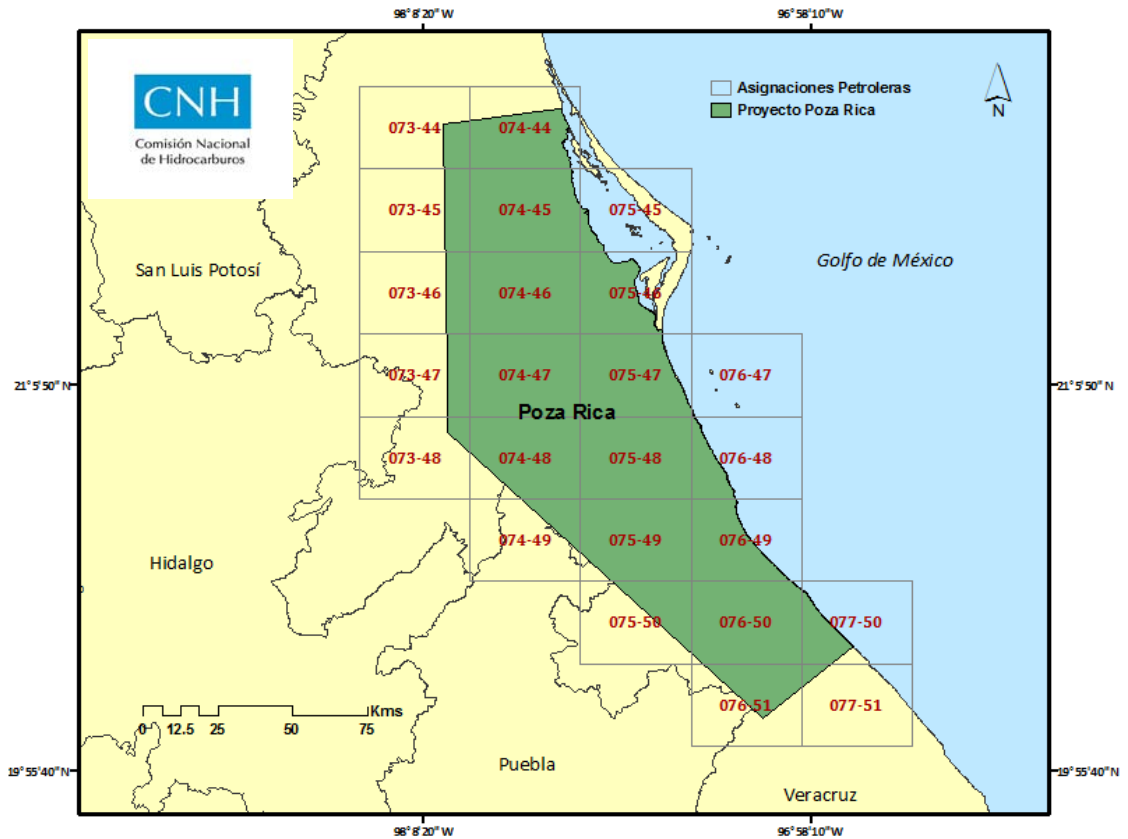


Figura 3. Asignaciones Petroleras del Proyecto Poza Rica.

- c) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del proyecto Poza Rica como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- d) 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) Conforme al proceso de dictaminación que se realizó para este proyecto 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.
- b) En materia de seguridad industrial y de acuerdo a lo señalado en el documento del proyecto Poza Rica, Pemex señala que tiene 150 anomalías detectadas en el proyecto, por lo que la Comisión recomienda que deben ser corregidas para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Existen áreas de oportunidad para fortalecer el proyecto que deben ser identificadas y atendidas a la brevedad para apoyar en el mejor desempeño del proyecto. De manera ejemplificativa se señalan las siguientes:
 - 1. Los campos del Proyecto Poza Rica, considerados como campos maduros, en los cuales se pretende acelerar el ritmo de explotación de los hidrocarburos ligeros presentes en sus yacimientos, requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada, con el fin de incrementar el factor de recuperación del proyecto.
 - 2. Pemex debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos prevalecientes utilizados.
 - 3. 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.
 - 4. Se considera que Pemex debe manejar los proyectos referidos a un límite geológico y no geográfico, ya que dentro de este proyecto existen campos compartidos con otros proyectos que explotan el hidrocarburo de diferentes yacimientos (Terciario y Cretácico) y debido a que no existe una medición volumétrica a nivel de pozo, no se puede identificar con exactitud la producción que proviene de cada uno de los yacimientos antes mencionados.

5. Se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por Pemex no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento.
 6. La Comisión recomienda que Pemex tenga una visión integral de la medición de hidrocarburos, basada en normas y procedimientos nacionales e internacionales que contemple lo siguiente:
 - Los requerimientos técnicos y operacionales en la planeación, diseño, operación y evaluación de los sistemas de medición, y de las cantidades y calidades producidas, transportadas y transferidas.
 - El valor económico de acuerdo a la calidad medida de hidrocarburos.
 - La gestión (administración, supervisión y control) de la medición de los hidrocarburos y los sistemas de medición bajo la práctica de supervisiones, auditorías y certificaciones, internas y por parte de terceros.
- d) En términos del inciso b) de las conclusiones, se considera necesario que la Comisión sugiera a la SENER que otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- e) 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.

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 Poza Rica como Favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex 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 Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a la publicación del dictamen en su página de internet (www.cnh.gob.mx). Pemex deberá enviar trimestralmente a la Comisión los avances a los programas de trabajo en formato electrónico y por escrito.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Poza Rica, 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, Pemex deberá presentar a la Comisión nuevamente para dictamen el proyecto Poza Rica observando las siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta Pemex en el proyecto Poza Rica es 17% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Producción acumulada de aceite proyecto Poza Rica.

Perfil	Aceite (mb) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	171,547.03	4%
Proyecto	164,615.00	
2P 2011	140,283.01	-17%

En el mismo sentido, en caso de que exista una inconsistencia entre las reservas estimadas por el certificador externo y las reservas a recuperar dentro del proyecto a dictaminar, Pemex deberá presentar la explicación correspondiente.

- b) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas de fracturamiento, 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 y que muestre 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 de inversión, producción, metas físicas, etc. al proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
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) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) desarrollo de tecnología; y iii) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
3. Pemex deberá presentar 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.

4. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del proyecto Poza Rica que permitan continuar con la operación de manera más segura.
5. Se requiere que Pemex realice los trámites de actualización de la componente ambiental que cubran el área total del proyecto.
6. Pemex 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 Pemex responsable.

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 Pemex 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 Poza Rica.

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: 076-51, 073-45, 073-46, 073-47, 073-48, 074-44, 074-45, 074-46, 074-47, 075-45, 075-46, 075-47, 074-48, 074-49, 075-48, 075-49, 075-50, 076-48, 076-49, 076-50, 077-50, 077-51 y 073-44 (918, 1068, 1069, 1070, 1071, 1079, 1080, 1081, 1082, 1084, 1085, 1086, 1103, 1104, 1107, 1108, 1109, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306 y 1466).

Métricas del proyecto Poza Rica.

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)	4,701	4,557	3,729	2,489	1,084	4,092	20,652	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,903	1,803	1,799	1,945	1,846	13,983	21,404	10
Qo Promedio.	(mbd)	34	38	43	46	46	-	166 (mb aceite)	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.	Incluye como tipo de recuperación procesos primarios más recuperación secundaria por inyección de agua en el área de Poza Rica, para el área de Tres Hermanos procesos primarios. Contempla la perforación de pozos denominados convencionales y terminaciones sencillas.								
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)	30	34	28	19	10	0	121	NA
Terminación.	(número)	30	32	27	22	10	0	121	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	70	65	68	53	3	3	262	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	158	150	61	56	52	358	835	NA
Sísmica.	(km2)	450	350	330	-	-	-	1130	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	0	0	7	7	7	9	30	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	0	0	0	0	0	28	28	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	(S/S)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(S/S)	* 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									