



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**DICTAMEN DEL PROYECTO
DE EXPLOTACIÓN REINGENIERÍA DEL
SISTEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA
DEL CAMPO TAMAULIPAS –
CONSTITUCIONES**

NOVIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	16
A) UBICACIÓN.....	16
B) OBJETIVO	17
C) ALCANCE.....	17
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	20
E) INDICADORES ECONÓMICOS	21
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	28
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	29
A) ESTRATÉGICA.....	29
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	29
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	30
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	30
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	30
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	31
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	34
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	35
v. <i>Productividad de pozos.</i>	35
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	36
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	39
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	40
D) ASPECTOS AMBIENTALES	42
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	44
VII. CONCLUSIONES.....	49
VIII. DICTAMEN	511
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	555

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 Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas – Constituciones (RSRSCTC).

El proyecto de explotación RSRSTC 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 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44, mediante oficio No. PEP-SRN-0229/2011, fechado el 1 de marzo de 2011 y recibido en la Secretaría el día 31 de marzo de 2011.

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

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

1. Oficio No. 512.176-11 de fecha 5 de abril de 2011 y recibido en la Comisión el 8 de abril de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:

- Información técnico económica del proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho proyecto.
2. Oficio SPE-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.
 3. 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.
 4. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de explotación***

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

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

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

- ***Ingeniería de yacimientos***

PEP debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y/o la implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 10.9% en un horizonte de planeación a 15 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

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

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

- ***Seguridad Industrial***

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

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

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas – Constituciones, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75L y API RP 74 dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en

general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- ***Ambiental***

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Regional Tempoal 2007-2020”.

Las áreas 073-42 y 073-43 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT), las áreas 072-41, 073-41, 074-41, 072-42, 074-42, 072-43, 074-43, 072-44, 073-44 y 074-44 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad.

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

- ***Dictamen.***

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto de explotación RSRSTC en sentido no favorable, principalmente por las siguientes razones:

- El valor presente neto después de impuestos del proyecto es marginal con un valor de 735 mmpesos, teniendo un periodo de recuperación de la inversión después de impuestos de 11 años, cuando el desarrollo del proyecto presenta un horizonte de 14 años. Además, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos en los primeros 3 años.
- Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no es consistente con las cifras que PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite proyecto RSRSCTC.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	105	1.5%
Proyecto	103	N/A
2P 2011	102	-1.3%
2P 2011 CER	96	-6.8%

Figura 1. Perfiles de producción de aceite proyecto RSRSCTC.

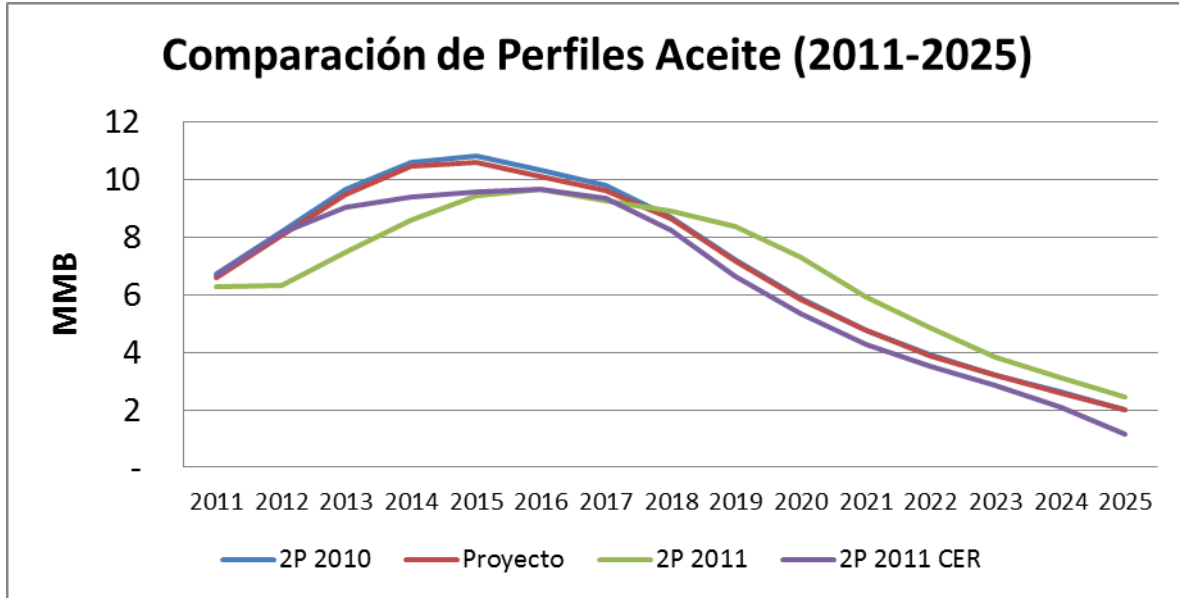
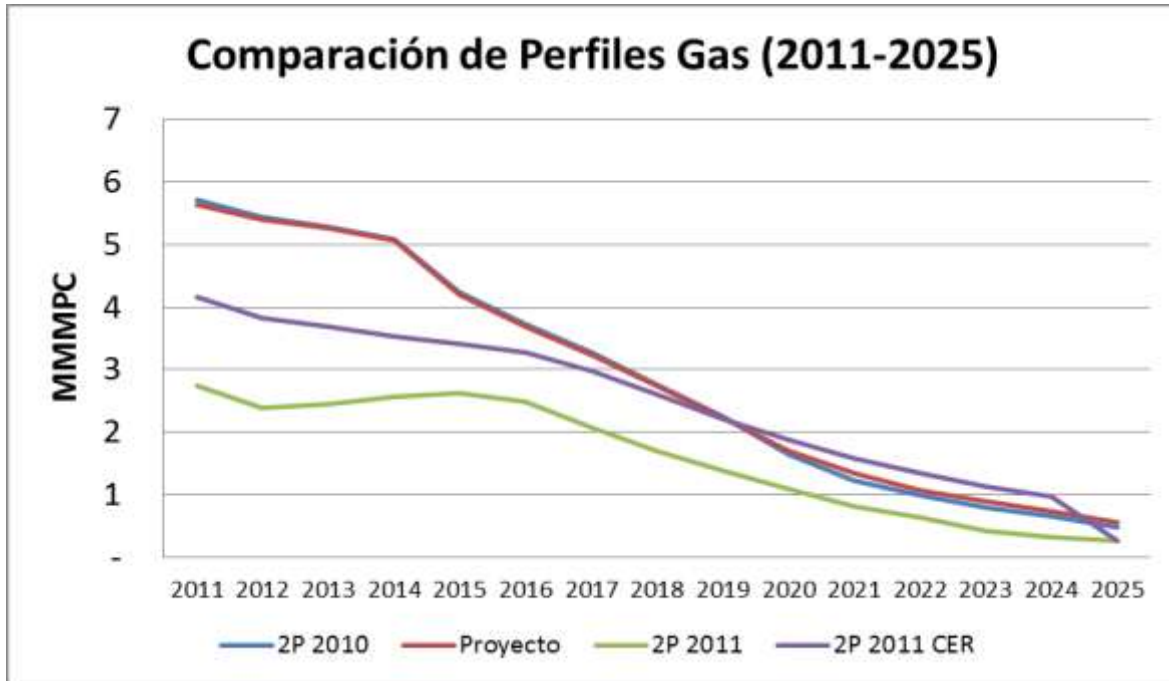


Tabla 2. Reserva de gas proyecto RSRSCTC.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	43.51	-0.4%
Proyecto	43.79	N/A
2P 2011	23.89	-45.3%
2P 2011 CER	36.84	-15.7%

Figura 2. Perfiles de producción de gas proyecto RSR SCTC.



Nomenclatura

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2011.

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero del 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
- 2) Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P corresponden a Gas Producido.
- 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
- 5) Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.

- Pemex no presenta una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como para el manejo de producción para los campos del proyecto, en los que señalen los factores de recuperación asociados a cada combinación, que muestren 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.
- El análisis de alternativas para el desarrollo del proyecto no es exhaustivo, ya que el documento no presenta alternativas independientes sino subgrupos de una alternativa.
- No presenta una estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia debe incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, y iii) optimización de infraestructura de producción.

III. Mandato de la CNH

Como consecuencia de la reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en 2008, el Ejecutivo Federal expidió el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, en el que se estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras (artículo Quinto transitorio del RLR27), el cual establece:

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

I. Se tendrán por revocadas aquellas en las que Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no hayan realizado actividades o ejercido los derechos consignados en las mismas durante los tres años anteriores a la entrada en vigor del presente reglamento, salvo aquellas en que los Organismos Descentralizados tengan programas y proyectos de inversión autorizados o en proceso de autorización o aquellas en que habiendo solicitado el ejercicio de los recursos durante el presente ejercicio fiscal y previo a la publicación de este reglamento, éstos no hayan sido autorizados, lo cual deberán manifestar a la Secretaría en un plazo de noventa días naturales;

II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior 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 y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Para la citada revisión los Organismos Descentralizados deberán presentar la información necesaria en los términos del presente ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan, y

III. Las que conforme a las fracciones anteriores se mantengan vigentes pero Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios no expresen interés por ejercer los derechos respectivos, se tendrán también por revocadas.”

Por lo que la Comisión y SENER establecen un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

En relación con lo anterior, la Comisión tiene las siguientes facultades en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y asignaciones petroleras:

- 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”.*
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:
Artículo 2º: “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 4º: “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”.*
- *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.*

En este orden de ideas, en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex 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 reglamento, en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición...*”

A este respecto, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que “los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables”.

Por otro lado, 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)
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	<i>25%</i>
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	<i>15%</i>
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	<i>10%”</i>

“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 artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

Por lo que en congruencia con lo previsto en las disposiciones jurídicas vigentes antes señaladas, la Comisión Nacional de Hidrocarburos formula el dictamen técnico respecto de los proyectos a los que se asocian las asignaciones petroleras en revisión conforme al artículo Quinto transitorio del RLR27, y con base en dicho dictamen, emite la opinión sobre las asignaciones relacionadas con dichos proyectos, a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

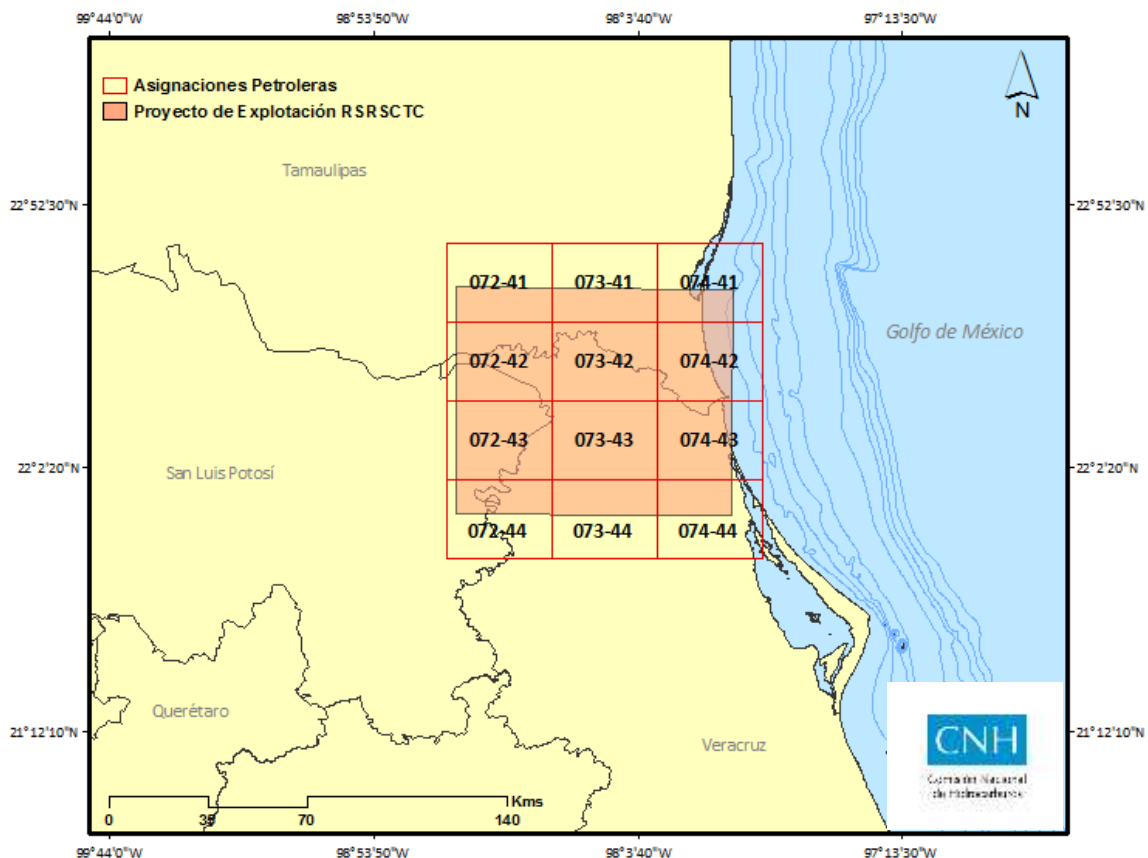
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. 512.176-11 de fecha 5 de abril de 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto respecto del cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El área del proyecto se localiza en los estados de Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí al Oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas. Geológicamente el proyecto se ubica en la cuenca Tampico-Misantla, en la porción occidental de la Isla Jurásica de Tamaulipas – Constituciones y en la Planicie Costera del Golfo de México respectivamente, formando parte de lo que se denomina Archipiélago Jurásico Superior.

Figura 3. Localización del proyecto de explotación RSR SCTC.



b) Objetivo

Alcanzar una producción acumulada de 103.8 millones de barriles de aceite y 44.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa 112.78 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en el período de 2011-2025.

c) Alcance.

El proyecto de explotación RSRSTC, contempla la perforación de 550 pozos de desarrollo, 58 cambios de intervalo, 366 reparaciones menores, construcción de 14 macroperas, 14 cabezales colectores e interconexiones, 28 oleogasoductos de campo, 1 terminal integral, 2 tanques de almacenamiento, adquisición de 710 Km2 de sísmica 3D y 900 km de sísmica 2D. Al término de la operación de los campos se hará los taponamientos de pozos y el desmantelamiento de infraestructura existente.

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

Alternativa 1. *Esta opción contempla acelerar la recuperación de la reserva remanente de los campos del proyecto; en el campo Tamaulipas-Constituciones se hará mediante la perforación de pozos intermedios de alto ángulo desde una macropera y serán terminados con aparejo sencillo selectivo tanto en el yacimiento Cretácico Tamaulipas Inferior como en el yacimiento Jurásico San Andrés. Para lograr un mantenimiento de presión, se pretende seguir con la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria. De acuerdo a las características de los yacimientos y los pozos se visualiza el uso del bombeo neumático, mecánico o cavidades progresivas como sistemas artificiales de producción.*

También se contempla cambiar los intervalos en pozos ya existentes en los campos Tamaulipas-Constituciones y Barcodón, que han agotado su reserva en el intervalo actual a otro intervalo en el mismo pozo con mejores condiciones de producción o desviar su trayectoria a otra área con mejores características y potencial de producir hidrocarburos; debido a las características del agua inyectada y con el objetivo de reducir la incertidumbre asociada a los cambios de intervalo, se toman registros de saturación que permitan discretizar la presencia de agua dulce. Los campos Altamira, Cacalilao, Corcovado, Salinas-Barco-Caracol, Topila, Limón, Pánuco y Ébano-

Chapacao (Área Ébano-Pánuco-Cacalilao) sus reservas remanentes serán recuperadas mediante la perforación de pozos horizontales terminados en agujero descubierto en el yacimiento Cretácico Inferior. Para disminuir la incertidumbre se adquirirá sísmica 3D y 2D.

Alternativa 2. Esta opción contempla todas las actividades descritas de la opción 1 más el remplazo de 68 pozos inyectores y de sus respectivas líneas de inyección de agua, esta cantidad de pozos representa una primera etapa de sustitución de los pozos inyectores para re adecuar los patrones de inyección y permitir una mayor eficiencia de barrido de los hidrocarburos.

Alternativa 3. Esta opción contempla todas las actividades descritas de las opciones 1 y 2 más la reconfiguración y modernización de la planta de inyección de agua en el campo Tamaulipas-Constituciones así como la sustitución del sistema troncal de ductos principales que abastecerán de agua de inyección a los centros de distribución ubicados estratégicamente en el campo y éstos proporcionarán el agua a cada uno de los pozos inyectores.

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

En la Tabla 3, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa seleccionada.

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	20.0	18.7
2012	22.1	14.8
2013	26.1	14.4
2014	28.7	13.9
2015	29.0	11.5
2016	27.7	10.1
2017	26.4	8.8
2018	23.7	7.5
2019	19.6	6.1
2020	16.0	4.7
2021	13.0	3.7
2022	10.7	2.9

2023	8.8	2.4
2024	7.1	2.0
2025	5.5	1.5
Total	103.8 mbpd	44.9 mmpcd

En la Tabla 4 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 Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones.

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

Categoría	Volumen original		Factor de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmpc	Aceite %	Gas %
1P	12,363.4	26,675.2	10.45	10.90
2P	12,417.7	26,694.9	10.40	10.89
3P	12,419.7	26,694.9	10.40	10.89

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

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

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

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

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

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 Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones se presentan en la Tabla 5.

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

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite mmb	Gas mmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	50.9	36.7	53.3
2P	114.2	50.2	117.5
3P	114.2	50.2	117.5

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2025 en el proyecto es de 15,353.8 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 7,791.5 millones de pesos, como se describe en la Tabla 6.

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

Año	Inversión (mmpesos)	Costo de operación(mmpesos)
2011	3191.9	682.5
2012	3031.4	697.7
2013	2833.9	625.2
2014	2080.4	680.8
2015	1536.5	669.7
2016	1286.0	655.3
2017	1187.0	640.7
2018	45.9	610.4
2019	28.7	562.3
2020	25.8	469.5
2021	24.2	396.0
2022	22.5	338.7
2023	21.5	293.7
2024	20.0	254.8
2025	18.0	214.1
Total	15,353.8 mmpesos	7,791.5 mmpesos

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 58.7 dólares por barril para el aceite y 5.4 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 15,353.8 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 87,052 millones de pesos. El gasto de operación de 7,792 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

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

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total Ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	682	3191.9	5,920	482	6,402	2,527
2012	698	3031.4	6,560	402	6,962	3,233
2013	625	2833.9	7,736	414	8,150	4,691
2014	681	2080.4	8,510	399	8,909	6,148
2015	670	1536.5	8,594	326	8,920	6,714
2016	655	1286.0	8,179	284	8,464	6,522
2017	641	1187.0	7,736	243	7,979	6,151
2018	610	45.9	6,927	204	7,131	6,475
2019	562	28.7	5,731	164	5,895	5,304
2020	469	25.8	4,683	126	4,809	4,314
2021	396	24.2	3,793	99	3,891	3,471
2022	339	22.5	3,101	79	3,179	2,818
2023	294	21.5	2,547	64	2,611	2,296
2024	255	20.0	2,067	52	2,120	1,845
2025	214	18.0	1,591	39	1,630	1,398
Total	7,792	15,353.8	83,673	3,378	87,052	63,906

Fuente: Pemex

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

Tabla 8. Indicadores Económicos (mmpesos)

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	34,466	735	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	12,016	12,016	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	2.87	0.06	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	3.11	1.02	peso/peso

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 34,466 millones de pesos antes de impuestos y de 735 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

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

A continuación, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto de explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas – Constituciones, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.176-11 respecto de las asignaciones denominadas 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44.

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

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

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

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	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	
Insuficiente	Comentario: Faltan gastos de operación, indicadores económicos y capacidad instalada del proyecto para manejo de la producción. Incluir la información de manera calendarizada, para conocer como se ha ido avanzando en este proyecto.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	

Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	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	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Suficiente	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	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	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
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:

b) Consistencia de la información.

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para emitir su dictamen, ésta identificaron diversas áreas de oportunidad relacionadas con la información del proyecto que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

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

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

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

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

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

ii. **Formulación del proyecto**

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

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos 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.

- b) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.
- c) Debido a la complejidad de estos yacimientos naturalmente fracturados, es necesario que se desarrollen modelos de doble porosidad y permeabilidad.
- d) Es recomendación de esta Comisión que Pemex tome registros de producción continuamente para el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en este tipo de yacimientos naturalmente fracturados.

ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 0.51% de las reservas totales 2P del país y el 0.12% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de

proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.

- d) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 9. Reserva de aceite proyecto RSRSCTC.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	105	1.5%
Proyecto	103	N/A
2P 2011	102	-1.3%
2P 2011 CER	96	-6.8%

Figura 4. Perfiles de producción de aceite proyecto Reingeniería de Rec. Sec. Tamaulipas Constituciones

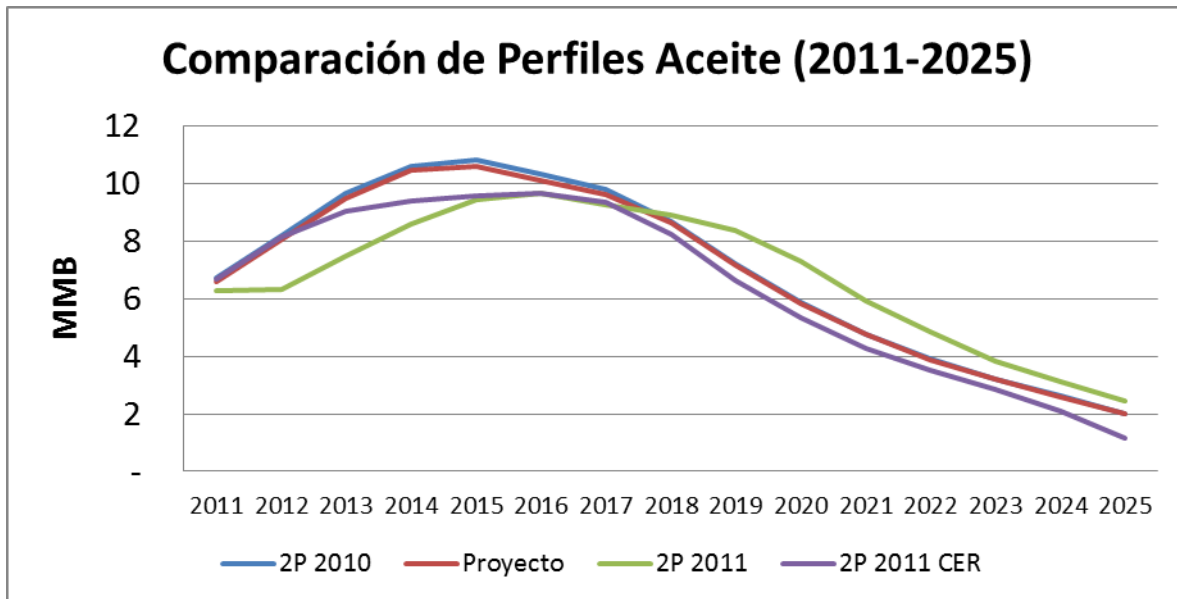
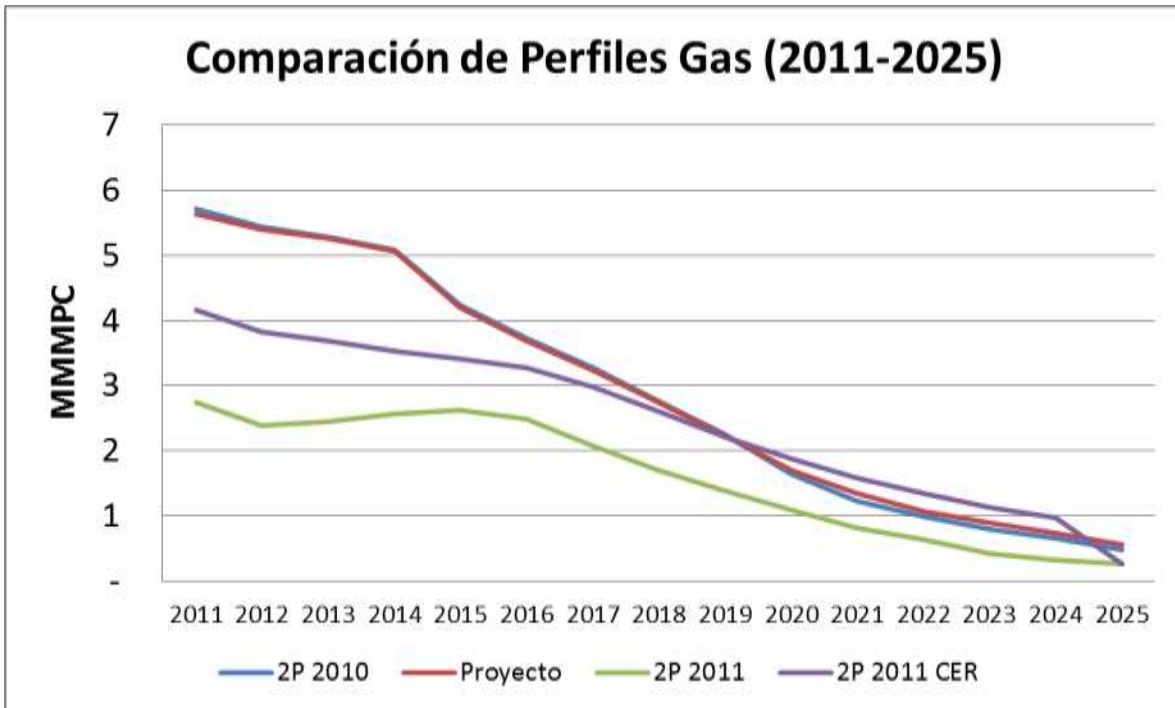


Tabla 10. Reserva de gas proyecto RSRSCTC.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	43.51	-0.4%
Proyecto	43.79	N/A
2P 2011	23.89	-45.3%
2P 2011 CER	36.84	-15.7%

Figura 5. Perfiles de producción de gas proyecto Reingeniería de Rec. Sec. Tamaulipas Constituciones.



Nomenclatura

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2011

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero del 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
2. Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P corresponden a Gas Producido
4. Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado, pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de

reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.

5. Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.

PEP deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si por cuestiones propias del contrato con los certificadores solamente se evalúan algunos campos, PEP deberá indicar el valor de reserva que se deberá tomar de los campos no certificados.

- f) Se deberá presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y las estrategias de explotación mencionadas (escenarios).

iii. Ingeniería de yacimientos.

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

d) PEP deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada campo, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique. Además, para formaciones naturalmente fracturadas es importante contar con un modelo de simulación numérica que represente de la mejor manera posible la física de los fluidos entre los medios de matriz y fractura.

iv. Intervenciones a pozos

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

b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación mejorada.

v. Productividad de pozos

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos (más aun en el caso yacimientos naturalmente fracturados donde es de vital importancia caracterizar bien el comportamiento de flujo entre matriz-fractura), y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño

de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada; como puede ser el caso de la inyección de agua, método que se ha aplicado en este proyecto.

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

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de instalaciones.

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

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

vi.2 Manejo de la producción.

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

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

vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas.

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

vi.4 Medición.

Pemex menciona que la medición en los campos del proyecto, el método utilizado para la medición de aceite en pozos es a tanque “muerto” donde mencionan el procedimiento para realizarlo.

Para la medición del gas, mencionan que se utiliza el medidor de placa de orificio, el cual es un dispositivo que provoca una caída de presión a partir de la cual se obtiene el gasto. También menciona el funcionamiento y los elementos de los dispositivos primarios y secundarios que registran la información producto de la medición.

Por último mencionan que en general, la medición de los elementos primarios, se rigen por las recomendaciones publicadas por el American Petroleum Institute (API).

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

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

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

- a) Con todo lo mencionado anteriormente la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que bajo un enfoque integral, se busque

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

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

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

vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) Dada la heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de 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.
- b) En este proyecto no se consideran métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos que lo integran, por lo que la Comisión recomienda que para incrementar las reservas del proyecto, PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los yacimientos del proyecto. Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEP debe

incluir un programa donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas – Constituciones es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

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

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

- Precio del crudo igual a 58.7 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.44 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 11 se muestra los resultados económicos.

Tabla 11. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	34,466	735
VPI	mmp	12,016	12,016
VPN/VPI	peso/peso	2.87	0.06
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	3.11	1.02

(n/d) No disponible

(np) No se presentó en el documento de Pemex

Fuente: PEP

- a) Cabe mencionar que los precios de crudo y gas mostrados en el documento técnico-económico presentado, son incorrectos para poder obtener los indicadores económicos correspondientes, para el precio del crudo manejan un valor de 52.18, siendo el valor correcto de 58.7 y para el precio del gas un valor de 3.66, siendo el valor correcto de 5.4.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- c) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- d) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una

administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

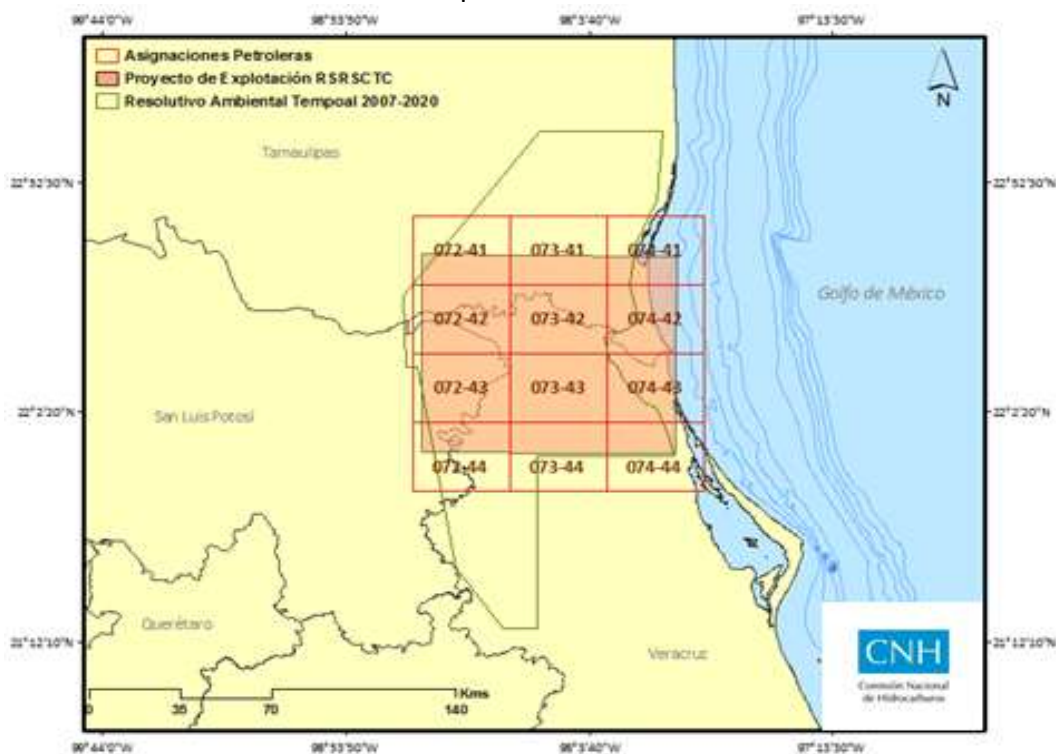
d) Aspectos Ambientales

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Regional Tempoal 2007-2020”.

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

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08 de fecha 20 de agosto de 2008, 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 Regional Tempoal 2007-2020” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Figura 6. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas- Constituciones.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 6, las áreas 073-42 y 073-43 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08).

- b) De acuerdo a la Figura 6 las áreas 072-41, 073-41, 074-41, 072-42, 074-42, 072-43, 074-43, 072-44, 073-44 y 074-44 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2614.08).

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente.

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

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

- e) 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.

- f) El oficio resolutivo que contiene las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas-Constituciones.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) 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 de Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad (SEMARNAT).

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

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

objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de PEP deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- **Identificación de Riesgos.**

En cuanto a la identificación de riesgos, mencionan que Pemex Exploración y Producción tiene implantado el Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), en el cual se incluyen los lineamientos y procedimientos para la Capacitación, Análisis de Riesgos, Planes de Contingencia y Respuesta a Emergencias, Integridad Mecánica, así como el Control y Restauración en las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente, así como el mantenimiento preventivo a instalaciones, bajo normatividad y lineamientos internacionales de seguridad y protección ambiental. Sin embargo no mencionan una metodología específica para la identificación de peligros y riesgos.

- **Evaluación de Riesgos.**

En la evaluación de los riesgos y peligros identificados mencionan que se hace a través de una evaluación detallada de consecuencias y frecuencias.

En la evaluación detallada de consecuencias incluyen el modelado de tasa de descarga, evaporación de charco, dispersión de nube de vapor tóxica, incendio y explosión así como también el desarrollo de árboles de eventos y de la elaboración de una base de datos de frecuencias de fallas de componentes y de probabilidades de errores humanos. Mencionan que la evaluación de frecuencias que realizan se usa para confirmar las expectativas del equipo de análisis de riesgo en los procesos.

En cuanto a la jerarquización de riesgos y la elaboración de una matriz 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.

Figura 7. 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			

Asimismo comentan que 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 proyecto de explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas–Constituciones, contempla la perforación de 550 pozos de desarrollo, 58 cambios de intervalo, 366 reparaciones menores, construcción de 14 macroperas, 14 cabezales colectores e interconexiones, 28 oleogasoductos de campo, 1 terminal integral, 2 tanques de almacenamiento, adquisición de 710 Km² de sísmica 3D y 900 km de sísmica 2D. Al término de la operación de los campos se hará los taponamientos de pozos y el desmantelamiento de infraestructura existente en el período de 2011-2025.

Por todas las actividades físicas señaladas en el párrafo anterior aunado a las acciones que Pemex está llevando a cabo en materia de seguridad industrial, se considera importante que se tenga una identificación y evaluación de riesgos efectiva involucrando diferentes factores de seguridad que deben ser supervisados y/o verificados bajo los procedimientos y normatividad vigente la cuál falta que sea mencionada con un mayor detalle, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

Tanto en la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en la Norma API RP 74: “Recommended practice for occupational safety for onshore oil and gas production operation” y la Norma API RP 75 L: “Guidance document for the development of a safety and environmental management system for onshore oil and natural gas production operation and associated activities”.

Para la evaluación de riesgos operativos se deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales, tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.

- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice Pemex deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.
- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 75L y API RP 74.
- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.
- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Conclusiones

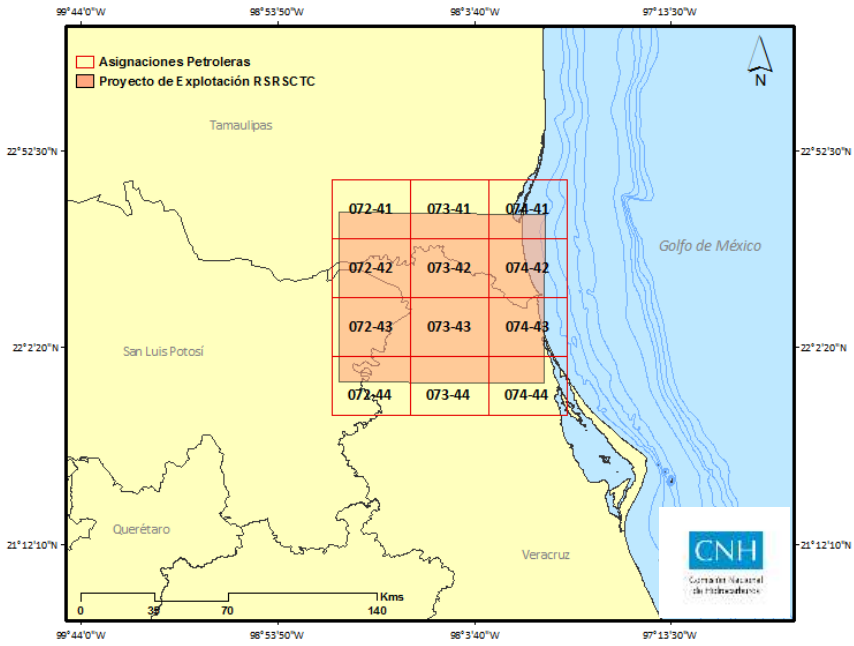
Conforme a la información que recibida en esta Comisión, el grupo de trabajo dentro del marco de sus atribuciones concluyó la revisión del proyecto de explotación RSRSTC, asociado a las asignaciones petroleras números 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44, procediendo a la elaboración del presente dictamen técnico del proyecto.

Con base en lo anterior, se determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como no favorable al proyecto de explotación Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones.

- b) Se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44. (Figura 8).

Figura 8. Asignaciones Petroleras del proyecto Reingeniería del Sistema de Recuperación Secundaria del Campo Tamaulipas - Constituciones.



c) 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.

VIII. Dictamen

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto de explotación RSRSCTC como no favorable, una vez analizada la documentación remitida por PEP.

Lo anterior, derivado principalmente de las causas siguientes:

- El valor presente neto después de impuestos del proyecto es marginal con un valor de 735 mmpesos, teniendo un periodo de recuperación de la inversión después de impuestos de 11 años, cuando el desarrollo del proyecto presenta un horizonte de 14 años. Además, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos en los primeros 3 años.
- Los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no es consistente con las cifras que PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 12. Reserva de aceite proyecto RSRSCTC.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	105	1.5%
Proyecto	103	N/A
2P 2011	102	-1.3%
2P 2011 CER	96	-6.8%

Figura 9. Perfiles de producción de aceite proyecto Reingeniería de Rec. Sec. Tamaulipas Constituciones

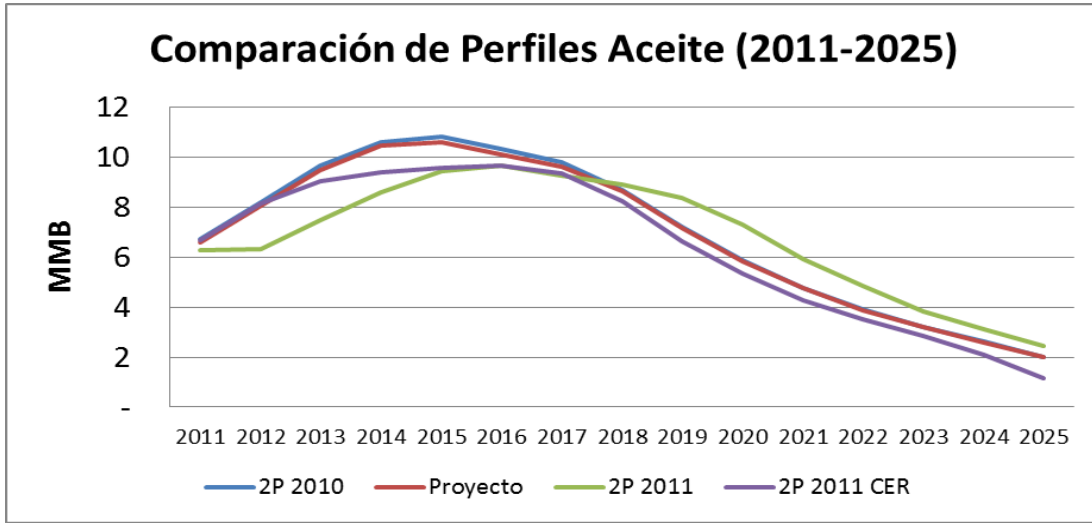
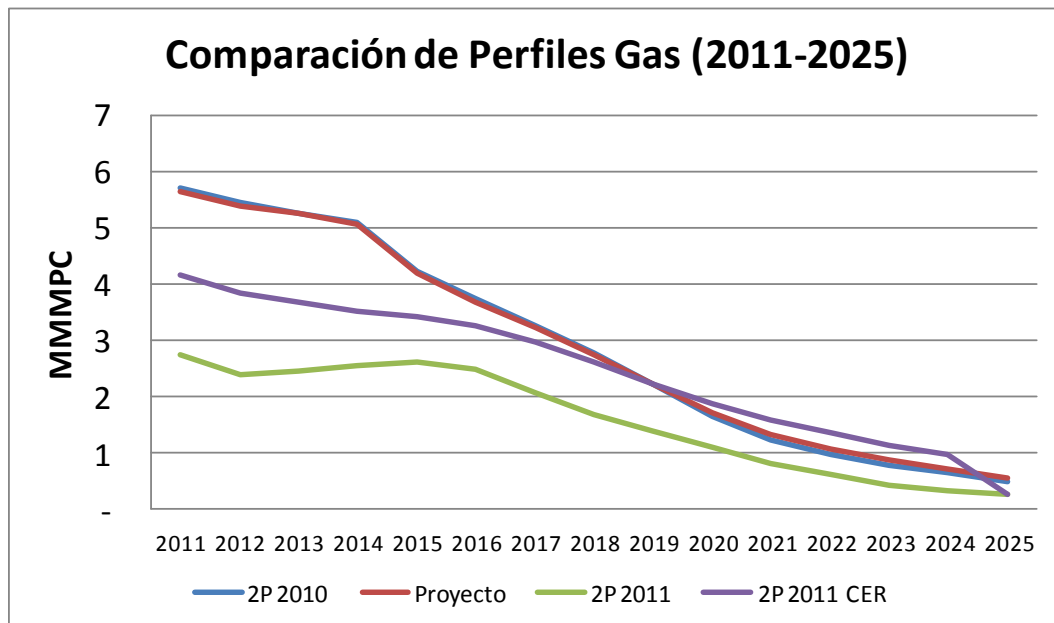


Tabla 13. Reserva de gas proyecto RSRSCTC.

Perfil	Gas (mmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	43.51	-0.4%
Proyecto	43.79	N/A
2P 2011	23.89	-45.3%
2P 2011 CER	36.84	-15.7%

Figura 10. Perfiles de producción de gas proyecto Reingeniería de Rec. Sec. Tamaulipas Constituciones.



Nomenclatura

2P 2010: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2010.

2P 2011: Evaluación de Reservas Pemex al 1 de Enero del 2011.

2P 2011 CER: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero del 2011.

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
 - 2) Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
 - 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P corresponden a Gas Producido.
 - 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
 - 5) Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.
-
- Pemex no presenta una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como para el manejo de producción para los campos del proyecto, en los que señalen los factores de recuperación asociados a cada combinación que muestren 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.
 - El análisis de alternativas para el desarrollo del proyecto no es exhaustivo, ya que el documento no presenta alternativas independientes sino subgrupos de una alternativa.
 - No presenta una estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia debe incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, y iii) optimización de infraestructura de producción.

En este sentido y a efecto de que las asignaciones petroleras 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44 guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto RSRSTC, en el que sean tomadas en cuenta las recomendaciones y observaciones contenidas en el presente documento.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

Para la emisión de la opinión sobre las asignaciones petroleras materia de revisión, la Comisión tomó en cuenta el resultado del dictamen técnico del proyecto elaborado con base en la información presentada por PEP.

Dicha opinión se integró 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 materia de asignaciones petroleras emita la CNH, podrán ser favorables, favorables con condicionantes o no favorables.

En términos de los comentarios y conclusiones se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 909, 910, 911, 912, 1067, 1076, 1077, 1078, 1079, 1322, 1465 y 1466, que la SENER considera como áreas 072-42, 072-43, 073-42, 073-43, 073-41, 074-41, 074-42, 074-43, 074-44, 072-44, 072-41 y 073-44.