



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN SAN MANUEL

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	17
A) UBICACIÓN.....	17
B) OBJETIVO	18
C) ALCANCE.....	18
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	21
E) INDICADORES ECONÓMICOS	22
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	24
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	25
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	28
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	29
A) ESTRATEGIA	29
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	29
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	29
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>	40
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	40
D) ASPECTOS AMBIENTALES	42
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	45
VII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	50
VIII. SOLICITUDES A LA SENER	53
IX. OPINIÓN.....	55
ANEXO I.....	56

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 San Manuel.

El proyecto de explotación San Manuel es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Muspac, 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 544, 919, 1168 y 1170, que la SENER identifica como áreas 087-62, 088-61, 087-61 y 088-62, mediante oficio No. SRS-10000-80000-663/2010 fechado el 27 de julio de 2010.

El dictamen del proyecto de explotación San Manuel fue elaborado en el marco de lo dispuesto por el artículo 12 y el régimen transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), y con base en éste, se emite la opinión sobre las asignaciones petroleras que lo conforman.

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

1. Oficio No. 512.429, recibido en la CNH el 10 de agosto de 2010, 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-716-2010, recibido en la CNH el 8 de septiembre de 2010, por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el cual envía documentación parcial faltante, respecto a la verificación de información documental del proyecto de explotación San Manuel.
3. Oficio SPE-872-2010, recibido en la CNH el 2 de diciembre de 2010, por parte de la SPE de PEP, por el cual actualiza la documentación del proyecto de explotación San Manuel.
4. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero de 2011 por parte de la SPE de PEP, relacionado a la clase de costos del proyecto.
5. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011, recibido en la CNH el 14 de febrero de 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.
6. Oficio SPE-369/2011, recibido en la CNH el 29 de junio de 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación. Así como el Oficio SPE-118/2012, recibido en la CNH el 5 de marzo de 2012, relacionado con los perfiles de producción por campo para 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 de un óptimo plan de desarrollo.

- ***Ingeniería de yacimientos***

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

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación para el aceite es de 35.6% y para el gas de 57.9%, en un horizonte de planeación a 30 años. Esta

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

- ***Volumen original***

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

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

- ***Seguridad Industrial***

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

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

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación San Manuel, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación, evaluación, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las normas API RP 74 y API RP 75L.

- ***Ambiental***

De la información señalada por Pemex en relación con la componente ambiental, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

Las áreas 087-61, 088-61, 087-62 y 088-62 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 y modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0150/09).

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.

- ***Opinión y Solicitudes a la SENER***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto de explotación San Manuel como favorable. Sin detrimento de lo anterior, es la opinión de la Comisión que la SENER debe considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de explotación manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Para tal efecto, la Comisión emite las siguientes solicitudes a la Secretaría para que, en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los términos y condiciones de los Títulos de Asignación respectivos:

1. La obligación para que Pemex, a través de PEP, dé seguimiento a las métricas señaladas en el Anexo I de este dictamen técnico y que entregue, a la Secretaría y a la Comisión, un

reporte anual de dicho seguimiento. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente en formato electrónico, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubieren otorgado las asignaciones petroleras respectivas.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, Pemex deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la anterior solicitud se hace sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Och-Uech-Kax que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la

estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, asegure que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2037 y después de impuestos a partir del año 2031, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

III. Mandato de la CNH

La Comisión es un órgano desconcentrado de la Secretaría que tiene como objeto fundamental, en términos del artículo 2o. de la Ley que la creó, regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Para la consecución de su objeto, el artículo 3o. de su Ley dispone que habrá de procurar que los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen buscando elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural, en condiciones económicamente viables; la restitución de las reservas de hidrocarburos, la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, la protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial, y la reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción.

En materia de asignaciones de área para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Comisión se rige, entre otras, por las siguientes disposiciones:

- 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 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”.

- 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 otorque 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 Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, señala lo siguiente:

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

...

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

...

Artículo 14.- La Secretaría, escuchando la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y del organismo descentralizado que corresponda, podrá otorgar una Asignación Petrolera o modificar una existente para la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a fin de dar cumplimiento a la política energética del país.

...”

- 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”*.

Al respecto, 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, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

*“**TERCERO.-** Todos los contratos celebrados y las autorizaciones, permisos y demás actos jurídicos que se hayan concedido con fundamento en el reglamento de la Ley Reglamentaria que se abroga, de conformidad con el artículo transitorio anterior, se mantendrán vigentes en todo aquello que no presente una contradicción con lo establecido en las disposiciones de este ordenamiento.*

Las solicitudes de asignaciones, permisos y autorizaciones que se encuentren en trámite a la entrada en vigor del presente reglamento, se resolverán conforme a las disposiciones jurídicas vigentes al inicio del procedimiento correspondiente.

***CUARTO.-** Para los efectos del artículo transitorio anterior, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de entrada en vigor de este reglamento, revisarán los contratos, autorizaciones, permisos y actos jurídicos antes referidos, con el objeto de modificarlos, sustituirlos o solicitar su modificación o*

sustitución, por otros que guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, si así procede.

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.”

Para dar atención al régimen transitorio mencionado, SENER, la Comisión y Pemex establecieron 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.

Por lo que esta Comisión es competente para:

- a) Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría, así como sus modificaciones sustantivas;
- b) Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas a que se refiere el artículo 5o. de dicha Ley Reglamentaria, y
- c) Revisar las asignaciones petroleras no revocadas, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones jurídicas aplicables en vigor.

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 (Resolución CNH.06.002/09), 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 régimen 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 las disposiciones transitorias del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de la Resolución CNH.06.002/09 antes referida.

Con base en lo anteriormente señalado, la Comisión dictamina técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos para estar en posibilidad de emitir una opinión respecto las asignaciones de área contempladas para las actividades descritas en dicho proyecto, de manera previa a que la Secretaría modifique o en su caso, sustituya los títulos de asignaciones que correspondan.

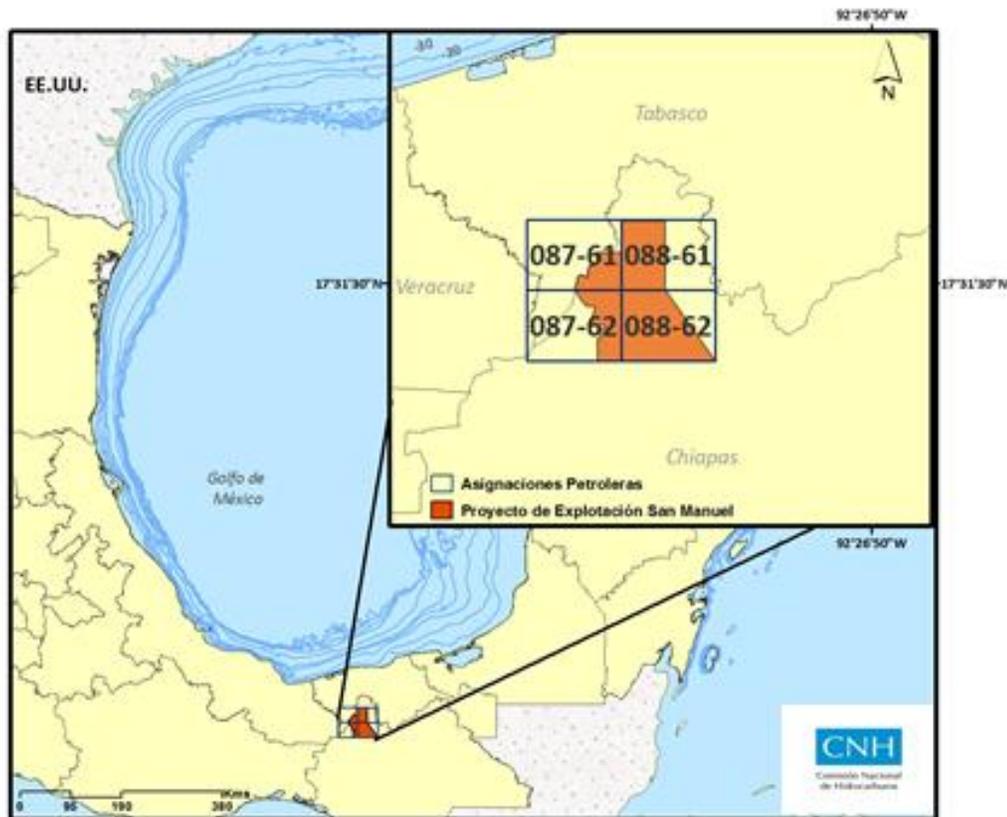
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. SPE-872-2010 recibido en la CNH el 2 de diciembre de 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto de explotación San Manuel, se ubica a 43 kilómetros al Suroeste de Villahermosa, Tabasco. Comprende los municipios de Juárez, Pichucalco y Ostucán en el Estado de Chiapas y cubre un área de 1,642 kilómetros cuadrados, Figura 1.

Figura 1. Localización del proyecto de explotación San Manuel.



b) Objetivo

Continuar con la explotación de los yacimientos para optimizar la recuperación de sus hidrocarburos, mediante la extracción de un volumen acumulado de 75 mmb de aceite y 496 mmpc de gas (174.2 mmbpce) en el periodo 2011-2041.

c) Alcance.

El proyecto de explotación San Manuel contempla la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo, 45 intervenciones a pozos (23 reparaciones mayores y 22 menores, las cuales incluyen conversiones a sistemas artificiales de producción).

Adicionalmente el proyecto contempla la construcción de 8 ductos (2 oleoductos, 5 oleogasoductos y 1 gasoducto), 5 líneas de descarga y 1 sistema de deshidratación de crudo, así como la optimización de 3 baterías de separación y el taponamiento de 31 pozos. Para la ejecución de estas actividades el proyecto requerirá una inversión de 9,258 millones de pesos.

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

Alternativa 1. Recuperación Primaria. *Consiste en la perforación y terminación de 6 pozos, 5 en el campo Chintul y 1 en el campo Sunuapa, 45 intervenciones a pozos (23 reparaciones mayores y 22 menores, las cuales incluyen conversiones a sistemas artificiales de producción como bombeo neumático y mecánico), el taponamiento de 31 pozos, así como la construcción de 1 sistema de deshidratación de crudo y la optimización de 3 baterías de separación (Chiapas, Sunuapa y Muspac).*

Alternativa 2. *Los yacimientos serán explotados bajo un esquema de comportamiento primario, sin embargo, debido a que se encuentran en una etapa avanzada de explotación, en esta alternativa cambia el espaciamiento entre pozos del campo Chintul como resultado de un análisis probabilista del número óptimo de pozos por lo que se considera solamente la perforación de 4 pozos y 1 en el campo Sunuapa, y las demás actividades mencionadas en la alternativa 1.*

Alternativa 3. Considera el mismo tipo de esquema de explotación que la alterativa 2, la diferencia es que en ésta alternativa para los pozos Sunuapa 302 y Sunuapa 304, la puesta en operación de los sistemas artificiales de producción se llevará a cabo una vez que la presión-producción de los pozos haya declinado y la energía del yacimiento no sea suficiente para levantar los fluidos a la superficie, estimando que esto se requiera un año después que en la alternativa 2.

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

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

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1		
Año	Qo	Qg
	(mbpd)	(mmpcd)
2011	18	91
2012	18	125
2013	18	152
2014	18	138
2015	18	107
2016	16	95
2017	14	85
2018	12	72
2019	10	62
2020	8	54
2021	6	45
2022	6	40
2023	6	37
2024	5	33
2025-2041	2*	13*
Total	75	496
	(mmb)	(mmmpc)

*promedio 2025-2041

En la Tabla 2 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 de explotación San Manuel.

Tabla 2. Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite %	Gas %
1P	1,182	7,501	35.6	58.3
2P	1,189	7,586	36.3	58.6
3P	1,257	7,736	36.4	58.3

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 revaluado 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 San Manuel se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3 - Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	72	473	183
2P	83	548	212
3P	109	614	251

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2041 en el proyecto es de 9,258 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 24,043 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos)

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos de operación (mmpesos)
2011	1,405	1,212
2012	1,520	1,233
2013	896	1,356
2014	811	1,327
2015	463	1,325
2016	491	1,238
2017	407	1,185
2018	408	1,090
2019	470	1,028
2020	404	954
2021	344	870
2022	438	850
2023	401	843
2024	539	818
2025 - 2041	262	8714
Total	9,258	24,043

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 71.9 dólares por barril para el aceite y 5.6 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2041, el proyecto requiere una inversión de 9,258 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 120,559 millones de pesos. El gasto de operación de 24,043 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 5. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Gastos de Operación	Inversión	Ingresos Aceite	Ingresos Gas	Total Ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011	1,212	1,405	7,108	2,618	9,726	7,109	1,269
2012	1,233	1,520	7,113	3,596	10,709	7,956	1,839
2013	1,356	896	7,095	4,363	11,458	9,206	2,832
2014	1,327	811	7,018	3,968	10,986	8,848	2,658
2015	1,325	463	6,897	3,044	9,941	8,153	2,357
2016	1,238	491	6,232	2,720	8,952	7,223	1,974
2017	1,185	407	5,474	2,424	7,897	6,306	1,662
2018	1,090	408	4,548	2,059	6,607	5,109	1,208
2019	1,028	470	5,769	1,793	5,562	4,064	796
2020	954	404	3,315	1,580	4,895	3,537	660
2021	870	344	2,535	1,298	3,833	2,619	382
2022	850	438	2,308	1,166	3,475	2,187	156
2023	843	401	2,386	1,062	3,449	2,205	161
2024	818	539	2,106	954	3,060	1,702	-102
2025-2041	8,714	262	13,457	6,552	20,008	11,033	-647
Total	24,043	9,258	81,362	39,197	120,559	87,257	17,205

Los resultados económicos del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	49,724	11,993	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	5,869	5,869	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	8.47	2.04	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	4.23	1.2	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 49,724 millones de pesos antes de impuestos y de 11,993 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

El dictamen de este proyecto se emite en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y atendiendo al régimen transitorio del RLR27.

Adicionalmente, el presente dictamen se emite como resultado de 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.

Acto seguido, 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 San Manuel, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.429-10 respecto de las asignaciones identificadas con los números: 544, 919, 1168 y 1170, que la SENER identifica como áreas 087-62, 088-61, 087-61 y 088-62.

Recibida la solicitud, la CNH verifica que la documentación entregada contenga la información necesaria del proyecto, de acuerdo al índice establecido en la Resolución CNH.E.03.001/10.

En caso de que no se hubiere remitido la documentación completa, la Comisión puede requerir a Pemex a través de la Secretaría información faltante, además de aclaraciones a la misma.

Para efectos de la revisión de las asignaciones petroleras en términos del régimen transitorio del RLR27, la CNH elabora el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda y emite la opinión sobre las asignaciones petroleras asociadas a ese proyecto, dentro del mismo documento, partiendo del supuesto de que la información del proyecto es coincidente con la relativa a las asignaciones petroleras cuya modificación ocurre en el mismo momento en que se emite el dictamen.

Conforme se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento antes descrito, podrán ser: Favorables, Favorables con Condicionantes o No Favorables.

a) Suficiencia de información.

En términos del procedimiento antes descrito, esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP a través de la SENER, así como la actualización correspondiente e información faltante requerida por esta Comisión, concluyendo que existía suficiencia de información para 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	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	
Insuficiente	Comentario: Independientemente que el proyecto se haya documentado como parte del PEG se debe detallar lo que corresponde al proyecto de explotación San Manuel.
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	
Insuficiente	Comentario: Documentación faltante
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Insuficiente	Comentario: No se modificó la información a pesar de la insuficiencia documentada. Realizar el comparativo calendarizado anual y explicar las causas de variaciones por cada rubro.
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	
Insuficiente	Comentario: Realizarlo de acuerdo a la solicitud. Señalar cómo y cuándo se aplicarán las tecnologías evaluadas.
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)	
Insuficiente	Comentario: No se modificó la información. Mostrar la información detallada hasta el 2041, no agrupar de 2025 a 2041.
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.	
Insuficiente	Comentario: Mostrar la información detallada hasta el 2041.
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Insuficiente	Comentario: Realizar de acuerdo al correo enviado, el 1 de septiembre de 2010, al Ing. José Luis Pérez Hernández.
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Insuficiente	Comentario:

	Realizarlo de acuerdo a solicitud. Calendarizar los estudios, actividades, costo, contratista.
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.

Del análisis de fondo a la información del proyecto, la Comisión observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (SHCP, 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 de explotación San Manuel, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Estrategia

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 del yacimiento, recuperación secundaria y/o mejorada, y mantenimiento de instalaciones superficiales.
- 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 el potencial de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada evaluados para el proyecto de explotación San Manuel.
- 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.
- e) 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 secundaria y/o mejorada.

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 movimientos 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 del proyecto representan el 0.4% de las reservas totales de aceite de la nación y el 1.5% de las reservas totales 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 se incluya 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 la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto.
- d) 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 Figuras 2 y 3. Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren de los estimados por Pemex en sus reservas al 1 de enero de 2010, principalmente en los primeros años para el caso del gas y en el aceite se observa una ligera diferencia en el horizonte.
- e) Con respecto al certificador, las cifras de reservas de Pemex tienen diferencias mayores sobre todo en el gas, por lo que la Comisión recomienda que se realicen los análisis necesarios para revisar los aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras de Pemex y el Certificador.

Figura 2. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación San Manuel.

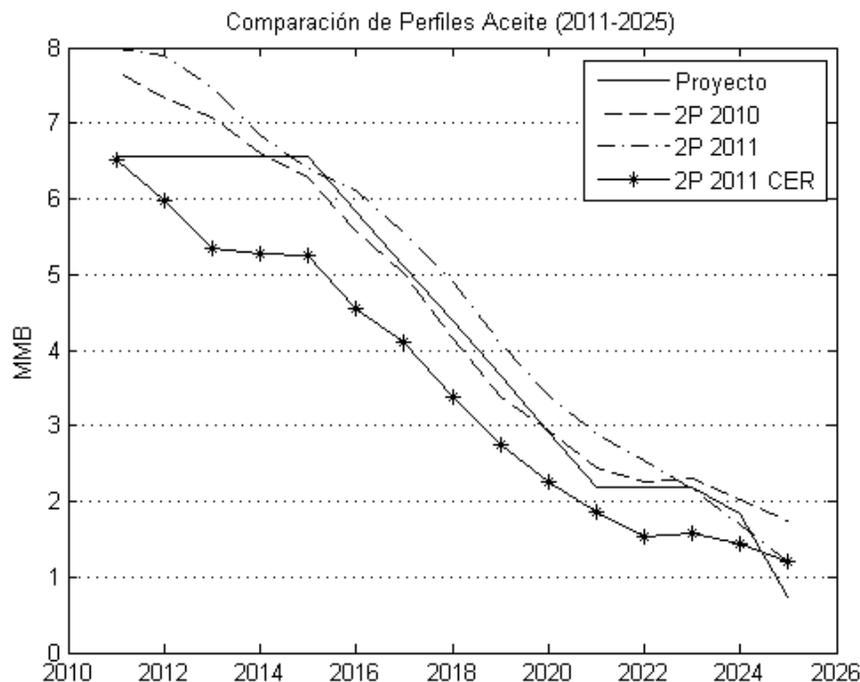
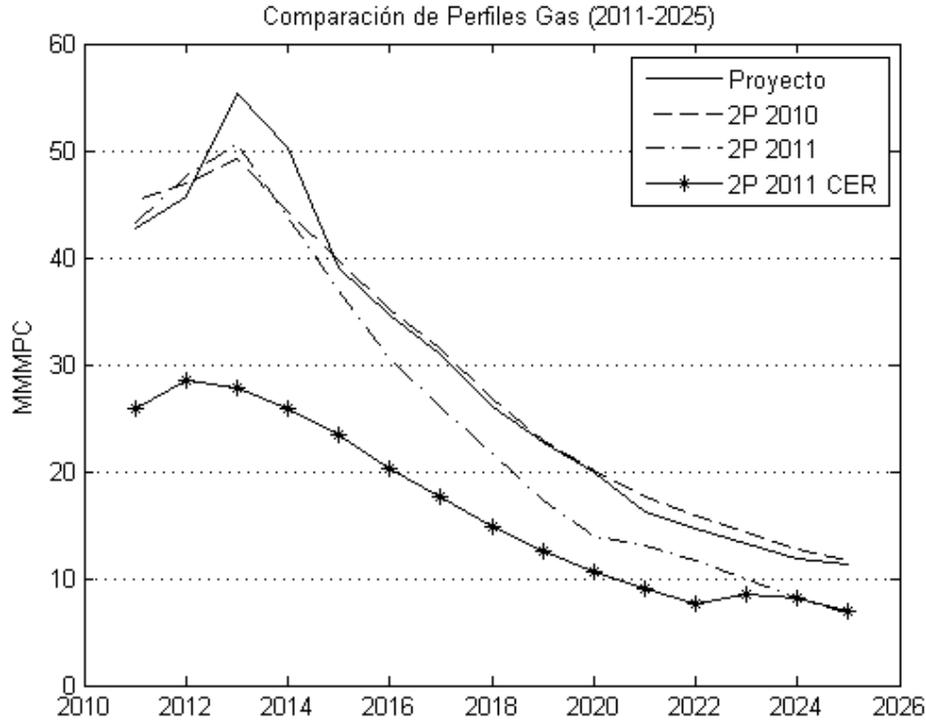


Figura 3. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación San Manuel.



Nomenclatura

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

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

2P CER 2011: Evaluación de Reservas Certificador al 1 de Enero de 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.
2. Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P CER 2011, Gas 2P 2011 y Gas Proyecto corresponden a Gas Producido
4. Algunas diferencias en las 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 la 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.

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 de los yacimientos, tanto en matriz, como en fractura.
- 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.

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. 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.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEMEX continúe realizando pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, y reducir la incertidumbre en todos los parámetros que describen el flujo entre los sistemas matriz y 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 secundaria y/o 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 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 para la medición de la producción en pozos, se utiliza la técnica de aforos, que consiste en medir el flujo por un tiempo alineando la producción a separadores bifásicos de medición; el líquido separado se envía a tanques atmosféricos para la medición del aceite y agua, por otra parte, el gas separado es cuantificado con equipo de medición en la línea de descarga de gas del separador, este gas se integra a la corriente de baja presión.

Cuando existen las líneas de descarga individuales que van del pozo o cabezal de recolección a las baterías de separación; el volumen bruto de aceite se mide en tanques verticales (medición de niveles con cinta) y la producción de gas mediante placa de orificio (norma AGA-3) bajo un programa establecido, el cual puede incluir la medición de la producción de pozos al menos dos veces por mes. En el caso de los pozos que no tienen líneas de descarga, la producción es medida por corrientes diariamente las 24 horas del día en los módulos de separación portátiles (MSP) instalados en las diferentes peras.

El volumen bruto de crudo se mide en tanques utilizando cinta de medición referente al método API 2545 ASTM D 1085. Respecto al gas separado es medido en sistemas de presión diferencial (placa de orificio), en donde estos medidores restringen parcialmente el flujo, creando una

diferencial de presión entre aguas arriba y abajo de la placa de orificio, necesaria para la medición del gas, esto de acuerdo a Norma AGA-3.

Finalmente se realiza la medición en el punto de entrega de producción, para el caso del aceite es el Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus (CAB Cactus) y para el caso del gas en el Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex (CPG Cactus y Nuevo Pemex).

Asimismo, Pemex menciona que la calidad del aceite está a cargo de la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Reforma, que consiste en la deshidratación, eliminación de sedimentos y desalación de hidrocarburos, manteniendo los parámetros de calidad para su comercialización. Actualmente la producción de crudo de este proyecto se deshidrata en la batería de separación Giralda, instalación del proyecto Carmito-Artesa, donde se monitorea constantemente el aceite deshidratado, a fin de que cumpla con las especificaciones y parámetros de calidad. Se tiene en programa la construcción del sistema de deshidratación de crudo, tratamiento e inyección de agua residual en la batería Sunuapa.

La implementación de este proyecto permitirá procesar la producción de aceite proveniente de los campos en explotación y próximos a perforar; separando el agua congénita, así como el consecuente beneficio en la reducción de los índices de corrosión en el sistema de transporte e instalaciones por el impacto que el agua congénita ocasiona corriente abajo.

Concerniente a la calidad del gas natural menciona que éste es entregado al Centro Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex, en dichas instalaciones se realizan los procesos para alcanzar los estándares de calidad, el proceso está a cargo de la Subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Para este proyecto es importante evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos en diferentes partes del sistema como actualmente ya se realiza; base con la cual se establecerá su valor económico y/o la determinación del pago de derechos correspondientes; realizar la medición de los hidrocarburos en los puntos de transferencia de custodia y a nivel de pozos y

primeras etapas de separación ya sea por métodos directos o indirectos, será 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 mensurables 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 y en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento serán elementos que permitirán al proyecto evaluar y cuantificar su eficiencia operativa.

- a) Con todo lo mencionado, 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 un mecanismo de producción por empuje hidráulico, así como a la presencia de zonas de gas, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua o por gas, y proponer acciones que permita la recuperación adicional de aceite remanente.

b) Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que se apliquen, Pemex deberá incluir un programa de donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento 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 de explotación San Manuel 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 78.3 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.7 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 7 se muestran los resultados económicos.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	49,724	11,993
VPI	mmp	5,869	5,869
VPN/VPI	peso/peso	8.47	2.04
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	4.23	1.23

- 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 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) 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 “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

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

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 del 10 de octubre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo; y su respectiva modificación con clave S.G.P.A.DGIRA/DG/0150/09 la cual consistió en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades de manglar, siendo las superficies que integran a esta unidad hidrológica restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

Figura 4. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto de explotación San Manuel.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figura 4 las áreas 087-61, 088-61, 087-62 y 088-62 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.2287.07 y modificación del mismo S.G.P.A.DGIRA/DG/0150/09).

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

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación San Manuel, asimismo cabe destacar que el proyecto de explotación San Manuel comparte las asignaciones 087-61 y 087-62 con el Proyecto de Exploración Malpaso, situación que dificulta la transparencia en cuanto a la cantidad y grado de avance de las actividades autorizadas para cada proyecto.

Por lo anterior, esta Comisión 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.

- e) 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.
- f) 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, se concluye que el proyecto de explotación San Manuel cuenta 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**

Pemex menciona que la seguridad industrial es una prioridad en el proceso operativo y productivo del proyecto.

Debido a que se maneja aceite y gas con concentraciones importantes de ácido sulfhídrico en las instalaciones, se han implementado sistemas de detección y alarmas en los equipos de perforación y reparación de pozos, baterías y estaciones de compresión; se ha restringido el acceso a las instalaciones y el personal a cargo ha recibido entrenamiento. Asimismo, se realizaron los cálculos de las consecuencias que pudieran tener las fugas de H₂S y se inspeccionan periódicamente los derechos de vía por donde se ubican los ductos que transportan los hidrocarburos hasta las baterías de separación.

En el área de influencia del proyecto se tiene contemplado un programa de actualización y modernización de sistemas contraincendios, así como de capacitación y entrenamiento del personal. Para el manejo de residuos peligrosos, se cuenta con empresas especializadas que se encargan de su tratamiento y disposición final.

En el ejercicio de sus operaciones, el proyecto mantendrá el control y coordinación de los trabajos rutinarios y no rutinarios que durante su desarrollo presenten riesgos, mediante el sistema de permisos para trabajos con riesgo (SPPTR), el cual permite la identificación y el control de manera

preventiva de los riesgos asociados con la ejecución de trabajos.

Sumado a lo anterior, el proyecto utiliza herramientas tales como el análisis de seguridad en el trabajo, el cual en sincronía con el SPPTR, permite la acción preventiva de identificación de riesgos y peligros en los trabajos considerados con potencial de riesgo.

- **Evaluación de Riesgos.**

Pemex menciona que se aplica el Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO), el cual está dirigido a mejorar la confiabilidad humana y de los procesos, la confiabilidad y mantenimiento de equipos y ductos así como el máximo aprovechamiento de las herramientas que soportan la gestión del proceso. Además, se enriquece la cultura de seguridad con la implementación del SSPA.

Para la elaboración de los Planes de respuesta a Emergencias se aplica la normatividad y regulación interna de Pemex, así como las gubernamentales, internacionales y extranjeras aplicables. Cabe destacar que todas las instalaciones del proyecto están certificadas como industria limpia por parte de PROFEPA; a la fecha se tienen dos certificados en trámite de firma por esa autoridad: batería Muspac y batería Sunuapa.

El proyecto de explotación San Manuel contempla la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo, 45 intervenciones a pozos (23 reparaciones mayores y 22 menores, las cuales incluyen conversiones a sistemas artificiales de producción).

Adicionalmente el proyecto contempla la construcción de 8 ductos (2 oleoductos, 5 oleogasoductos y 1 gasoducto), 5 líneas de descarga y un sistema de deshidratación de crudo, así como la optimización de 3 baterías de separación y el taponamiento de 31 pozos.

Por lo anteriormente señalado, la seguridad industrial debe instrumentarse a través de un sistema de administración integral de la seguridad, que comprenda los diferentes elementos

que lo soportan, tales como una documentación veraz de la ubicación y descripción de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas como los son: Hazop, What if y listas de verificación, entre otros; así como la capacitación de personal y la administración del cambio.

Estos elementos mencionados deberán reflejar una interrelación entre las instalaciones y el personal que las ocupa (sea de Pemex o se trate de proveedores y/o contratistas), y contribuir a una revisión y actualización periódica de los procedimientos que deriven en prácticas seguras de trabajo. El sistema de administración integral de la seguridad deberá ser manifiesto y verificable.

La CNH recomienda revisar lo establecido en las normas API RP 74 y API RP 75 L toda vez que Pemex busque seguir las mejores prácticas internacionales en materia de administración, gestión y control de operaciones costa dentro.

Cabe destacar que el taponamientos de 31 pozos es una actividad que involucra diferentes factores de seguridad y ambientales que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

Tanto el proceso de identificación como el de evaluación de riesgos operativos se debe hacer con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron señaladas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción), la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

Es frecuente que para muchas de las operaciones Pemex contrate externos que apoyan en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especialistas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las

tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental .

- 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 nacional o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 74 y API RP 75L.

- d) Esta Comisión también considera necesario el diseño, implementación y uso de un sistema informático que resguarde, administre y dé seguimiento al plan de integridad, lo cual brindará transparencia y retroalimentación continua de la ejecución de los sistemas para la seguridad industrial.

- e) La CNH considera necesario que PEP mantenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas, así como documentados los planes de contingencia para atenderlos. En este sentido, es de la mayor importancia que cuente con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas de acuerdo a los escenarios posible.

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

VII. Observaciones y Recomendaciones

De la información remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó el análisis sobre el proyecto, respecto del cual se destacan los siguientes elementos que se plasman en forma de observaciones y recomendaciones que podrán ser tomadas en consideración por la Secretaría de Energía para facilitar el adecuado seguimiento de los proyectos ejecutados en las asignaciones de área que otorgue, y/o ser atendidos por PEP para el buen desempeño y mejora del proyecto:

- a) Entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.
- b) Describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- c) Acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
- d) Se recomienda que la SENER otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- e) Es necesario que Pemex y/o PEP implementen sistemas de información que permitan a la Comisión, la SENER y demás autoridades competentes, acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- f) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.

- g) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- h) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- i) Los campos del proyecto de explotación San Manuel requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- j) Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- k) 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.
- l) Las actualizaciones de los permisos ambientales deberían detallar las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.
- m) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada.

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

VIII. Solicitudes a la SENER

Es la opinión de la Comisión que la SENER debe considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, exclusivamente por lo que se refiere a la actividad de explotación manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Para tal efecto, la Comisión emite las siguientes solicitudes a la Secretaría para que, en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los términos y condiciones de los Títulos de Asignación respectivos:

1. La obligación para que Pemex, a través de PEP, dé seguimiento a las métricas señaladas en el Anexo I de este dictamen técnico y que entregue, a la Secretaría y a la Comisión, un reporte anual de dicho seguimiento. Lo anterior, permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de ser incluida, y por razones de economía administrativa, se sugiere que dicho reporte de métricas se presente en formato electrónico, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubieren otorgado las asignaciones petroleras respectivas.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, Pemex deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la anterior recomendación se hace sin perjuicio de las atribuciones que directamente tiene la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

En este sentido, se considera necesario que Pemex coadyuve para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.

3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.
4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe, asegure que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2037 y después de impuestos a partir del año 2031, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

IX. Opinión

Para los efectos administrativos a que tenga lugar en términos de la fracción XV, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en relación con la fracción VIII, del artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el presente dictamen y opinión se emite en sentido Favorable.

Sin detrimento de lo anterior, la Comisión hace del conocimiento de la SENER, las observaciones, recomendaciones y solicitudes referidas en los capítulos anteriores para que, en su caso, sean incorporadas como obligaciones en los términos y condiciones de los Títulos de asignación respectivos. Lo anterior, derivado del análisis de los elementos relevantes del proyecto y que esta Comisión considera deben tener un seguimiento específico a través de programas de trabajo.

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

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.

En términos de las observaciones al proyecto que han quedado descritas en el presente documento se emite la opinión con la finalidad de que la SENER la tome en consideración en los términos y condiciones de los títulos de las asignaciones petroleras que corresponda otorgar para el proyecto de explotación San Manuel.

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 544, 919, 1168, 1170, que la SENER considera como áreas 087-62, 088-61, 087-61 y 088-62, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación San Manuel con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del proyecto de explotación San Manuel.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN SAN MANUEL

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	(2016-2028)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	1,405	1,520	896	811	463	4,163	9,258	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,212	1,233	1,356	1,327	1,325	17,590	24,043	10
Qo Promedio.	(mmb)	18	18	18	18	18	-	75 (mmb)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Recuperación primaria, perforación y terminación de 6 pozos y 45 intervenciones.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	3	2	1	-	-	-	6	NA
Terminación.	(número)	3	2	1	-	-	-	6	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

