



**GOBIERNO  
FEDERAL**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# **DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN CÁRDENAS**

**SEPTIEMBRE 2011**

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>6</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>11</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>15</b>
A) UBICACIÓN.....	15
B) OBJETIVO .....	16
C) ALCANCE.....	16
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	19
E) INDICADORES ECONÓMICOS .....	20
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN .....</b>	<b>23</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	24
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	27
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD .....</b>	<b>28</b>
A) ESTRATÉGICA.....	28
i. <i>Análisis de alternativas.</i> .....	28
ii. <i>Formulación del proyecto</i> .....	28
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.....	29
• <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i> .....	29
• <i>Volumen y reservas de hidrocarburos.</i> .....	30
• <i>Ingeniería de yacimientos.</i> .....	31
• <i>Intervenciones a pozos.</i> .....	32
• <i>Productividad de pozos.</i> .....	32
• <i>Instalaciones superficiales</i> .....	33
• <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i> .....	36
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.....	37
D) ASPECTOS AMBIENTALES.....	39
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	42
<b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>49</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES.....</b>	<b>53</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS .....</b>	<b>56</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>57</b>

## 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 Cárdenas.

El Proyecto de Explotación Cárdenas es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Bellota-Jujo, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la actualización de las asignaciones petroleras: 916 y 1138 que la SENER considera como áreas 087-59 y 087-60, mediante oficio No.SRS-10000-80000-0170-2011, fechado el 27 de enero del 2011.

El dictamen del Proyecto de Explotación Cárdenas fue elaborado en el marco de lo dispuesto por los artículos 12 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (RLR27), ya que es como consecuencia de éste, 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. 512.082-11 de fecha 24 de febrero del 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
  - Información técnico económica del Proyecto.
  - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
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 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.
5. Oficio SPE-407/2011 de fecha 12 de julio 2011, por el cual la PEP envía la información actualizada del Proyecto atendiendo a las observaciones de la CNH.

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

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

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

- Estudios realizados al Proyecto de Explotación Cárdenas enviados por medio del oficio SPE-722/10 del 13 de septiembre del 2010, por parte de la SPE de PEP, donde se incorpora la información del Dictamen “Proyecto Integral Cárdenas” realizado por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. en el año 2002;
- Dictamen del “Proyecto Integral Cárdenas-Pidiregas” realizado en 2008 por la compañía CoreLab Operations.

## 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***

Pemex presentó la evaluación de tres alternativas señalando que visualizan tecnologías para geociencias, yacimientos, pozos, productividad de pozos e instalaciones, sin embargo, es necesaria la evaluación de las combinaciones tecnológicas visualizadas para la selección de la combinación óptima que permita una mejor explotación de los yacimientos del proyecto.

- ***Ingeniería de yacimientos***

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

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 37.2% en un horizonte de planeación a 11 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los yacimientos del proyecto.

- ***Volumen original***

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente del campo Cárdenas 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, PEP 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 Cárdenas, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

Las áreas 087-59 y 087-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente al Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”. Cabe destacar que el área 87-60 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

Las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Cárdenas no han sido sobrepasadas por las realizadas hasta la fecha. Considerando todo lo expuesto anteriormente, el Proyecto de Explotación Cárdenas 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).

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

- ***Dictamen y Condicionantes***

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

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el proyecto Cárdenas, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
  - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la estimación de reservas 2P del 2010 que reporta Pemex en el proyecto Cárdenas es 6% inferior para el aceite y 27% superior para el gas (Tabla 1 y 2) a

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

Tabla 1. Reserva de aceite del proyecto Cárdenas.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	47	-6%
Proyecto	50	
2P 2011	58	16%
2P 2011 CER	36	-28%

Tabla 2. Reserva de gas del proyecto Cárdenas.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	127	27%
Proyecto	100	
2P 2011	103	3%
2P 2011 CER	78	-22%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
  - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas (combinando las tecnologías visualizadas). Además, la alternativa seleccionada deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
  - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, a partir del año 2018.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los

modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.

3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del Proyecto de Explotación Cárdenas, que permitan continuar con la operación de manera más segura.
6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o, en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
7. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 y API RP 75L.
8. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

### III. Mandato de la CNH

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

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

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

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

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

- VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;
- XI. Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;
- XV. Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.

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

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

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

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

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

- El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- De conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

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

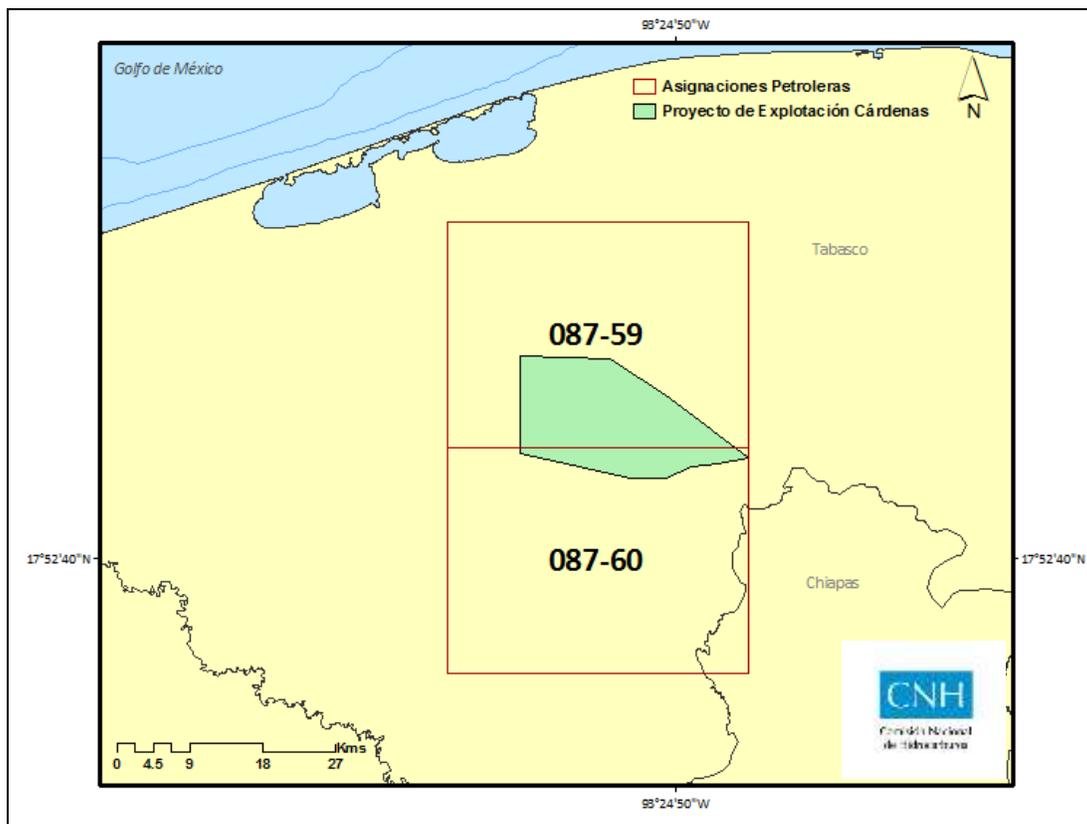
## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante oficio No. SPE-407-2011 del 11 de julio del 2011, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

### *a) Ubicación.*

El campo Cárdenas se encuentra ubicado a 51 Kilómetros al Oeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, México. Tiene una extensión aproximada de 264.9 km<sup>2</sup> y se ubica geográficamente en un ambiente terrestre a los 18° 03' y 17° 58' de latitud Norte y 93° 30' y 93° 23' de longitud Oeste del Meridiano de Greenwich, dentro de la división política del Estado de Tabasco, ubicándose en el municipio de Cárdenas. La figura 1 muestra los límites territoriales del proyecto.

Figura 1. Localización del Proyecto de Explotación Cárdenas.



## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo del proyecto es continuar con la explotación de los yacimientos del campo Cárdenas con el fin de extraer 50 millones de barriles de aceite y 100 miles de millones de pies cúbicos de gas (70 mmbpce), para ello se requerirá una inversión de 5,021 millones de pesos, en el periodo 2011-2021.

## ***c) Alcance.***

El proyecto Cárdenas contempla la perforación y terminación de 4 pozos; 13 intervenciones a pozos (4 reparaciones mayores, 4 reacondicionamientos de pozos productores y 5 reparaciones menores); construcción y puesta en operación de 1 oleogasoducto y 4 líneas de descarga; con el objetivo de incrementar el factor final de recuperación de hidrocarburos

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

- **Alternativa 1.** Considera la explotación del yacimiento bajo un esquema de comportamiento primario mediante la perforación y terminación de 4 pozos; 13 intervenciones a pozos; construcción de un oleogasoducto y 4 líneas de descarga.
- **Alternativa 2.** El plan de explotación es similar al de la alternativa 1, con la variante que se desarrollará mediante la inyección de gas amargo para el mantenimiento de presión.
- **Alternativa 3.** El plan de explotación es similar al de la alternativa 2, con la variante que se desarrollará mediante la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión.

A continuación se describen las alternativas presentadas por PEP.

**Alternativa 1.** *Considera la explotación del yacimiento bajo un esquema de comportamiento primario mediante la perforación y terminación de 4 pozos (3 en el bloque KINE, 1 en el KISW); 13 intervenciones a pozos (8 reparaciones mayores y 5 menores); construcción de un oleogasoducto y 4 líneas de descarga; mantenimiento a los pozos actualmente fluyentes*

*mediante limpiezas a los aparejos de producción debido a la presencia de material orgánico e inorgánico en los mismos; taponamiento de 2 pozos, así mismo, con el objetivo de evaluar la factibilidad de desplazar el aceite de la matriz, se implantará una prueba piloto mediante la inyección de 10 mmpcd de aire en el denominado bloque JSK por un periodo de 3 años, cabe mencionar que esta prueba no compromete producción.*

**Alternativa 2.** *Mantenimiento de presión con inyección de gas amargo proveniente de la batería Cárdenas Norte en el bloque KISW hasta el 2019. Considera la perforación y terminación de 4 pozos (3 en el bloque KINE, 1 en el KISW); 13 intervenciones a pozos (8 reparaciones mayores y 5 menores); en este escenario se considero la apertura del casquete de gas en el año 2019, construcción de un oleogasoducto y 4 líneas de descarga; mantenimiento a los pozos actualmente fluyentes mediante limpiezas a los aparejos de producción debido a la presencia de material orgánico e inorgánico en los mismos; taponamiento de 2 pozos; inyección por 8 años de 10 mmpcd de gas amargo para mantenimiento de la presión de yacimiento en el bloque KISW, este proceso de mantenimiento de presión permitirá continuar operando los pozos actualmente fluyentes con bombeo neumático que, debido a la madurez del yacimiento fue implantado en el año de 1995, complicándose profundizar el punto de inyección para el sistema artificial. Asimismo, y con el objetivo de evaluar la factibilidad de desplazar el aceite de la matriz, se implantará una prueba piloto mediante la inyección de 10 mmpcd de aire en el denominado bloque JSK por un periodo de 3 años, cabe mencionar que esta prueba no compromete producción.*

**Alternativa 3.** *Mantenimiento de presión con inyección de Nitrógeno en el bloque KISW al 2019. Considera la perforación y terminación de 4 pozos (3 en el bloque KINE, uno en el KISW); 13 intervenciones a pozos (8 reparaciones mayores y 5 menores); construcción de un oleogasoducto y 4 líneas de descarga; mantenimiento a los pozos actualmente fluyentes mediante limpiezas a los aparejos de producción debido a la presencia de material orgánico e inorgánico en los mismos; taponamiento de 2 pozos, más la inyección por 8 años de 10 mmpcd de nitrógeno para mantenimiento de la presión de yacimiento en el bloque KISW, este proceso de mantenimiento de presión permitirá continuar operando los pozos actualmente fluyentes con bombeo neumático que*

debido a la madurez del yacimiento fue implantado en el año de 1995, complicándose profundizar el punto de inyección para el sistema artificial: Asimismo, con el objetivo de evaluar la factibilidad de desplazar el aceite de la matriz, se implantará una prueba piloto mediante la inyección de 10 mmpcd de aire en el denominado bloque JSK por un periodo de 3 años, cabe mencionar que esta prueba no compromete producción.

Esta última alternativa tiene como objetivo evaluar el efecto en el comportamiento del campo si el proceso de mantenimiento de presión se realizara sólo mediante la inyección de Nitrógeno.

**Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor, es la alternativa 2.**

En la Tabla 3, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 2.

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	16	26
2012	20	37
2013	19	37
2014	17	32
2015	14	26
2016	12	21
2017	10	18
2018	8	15
2019	7	12
2020	7	24
2021	6	27
TOTAL	50 (mmb)	100 (mmmpc)

En la Tabla 4, se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, perteneciente al campo del Proyecto de Explotación Cárdenas.

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

Categoría	Volumen original		Factores de Recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite %	Gas %
1P	1,319	2,467	33.5	35.6
2P	1,319	2,467	33.5	35.6
3P	1,319	2,467	33.5	35.6

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto de explotación Cárdenas 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 mmmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	55	164	95
2P	55	164	95
3P	55	164	95

#### ***d) Inversiones y gasto de operación***

La inversión para el horizonte 2011-2021 en el proyecto es de 5,021 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 17,353 millones de pesos, como se describe en la Tabla 6.

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

Año	Inversión estratégica	Inversión Operacional	Gastos de operación
2011	743	254	1,398
2012	815	298	1,384
2013	572	152	1,383
2014	100	138	1,414
2015	434	153	1,356
2016	89	141	1,274
2017	79	150	1,242
2018	77	143	1,171
2019	104	153	1,102
2020	92	141	1,100
2021	52	142	1,025
<b>Total</b>	<b>3,156</b>	<b>1,865</b>	<b>17,353*</b>

*\*Considera gastos operativos hasta el 2038.*

**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 78.6 dólares por barril para el aceite y 6.7 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 2011-2021, el proyecto requiere una inversión de 5,021 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 63,139 millones de pesos. El gasto de operación de 17,353 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

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

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total de ingresos (mmpesos)	Flujo de Efectivo antes de impuestos (mmpesos)	Flujo de Efectivo después de impuestos (mmpesos)
2011	1,398	997	6,267	879	7,146	4,751	-112
2012	1,384	1,113	7,724	1,245	8,969	6,471	452
2013	1,383	724	7,659	1,239	8,899	6,792	820
2014	1,414	238	6,764	1,085	7,849	6,197	928
2015	1,356	586	5,523	870	6,393	4,450	157
2016	1,274	230	4,607	706	5,313	3,810	240
2017	1,242	229	3,926	594	4,519	3,048	11
2018	1,171	220	3,348	499	3,847	2,456	-130
2019	1,102	257	2,836	412	3,247	1,889	-295
2020	1,100	233	2,703	795	3,498	2,165	-149
2021	1,025	194	2,553	904	3,457	2,239	-36
Total	17,353*	5,021	53,911	9,228	63,139	40,765	-1,620

\*Considera inversión para gastos operativos hasta el 2038.

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	29,443	781	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI	3,706	3,706	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	7.94	0.21	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	3.23	1.02	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 29,443 millones de pesos antes de impuestos y de 781 millones de pesos después de impuestos.

***La Comisión observa que la relación beneficio costo después de impuestos, calculada por PEP, no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente neto positivo del proyecto en la alternativa 2. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.***

## V. Procedimiento de dictamen

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

A su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto de Explotación Cárdenas, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.082-11 respecto de las asignaciones denominadas: 916 y 1138 que la SENER considera como áreas 087-59 y 087-60.

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

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

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

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

## *a) Suficiencia de información.*

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

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

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	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.	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

2.1.3 Evaluación petrofísica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Principales alternativas</b>	
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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: No queda claro por qué se consideró sólo la inyección de gases y no otros métodos de recuperación mejorada.
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Dejar más claro por qué no se consideran métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todas las formaciones productoras de éste proyecto. No queda claro, como se pretende recuperar el aceite remanente en la matriz de las zonas barridas por agua y por gas.
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Estrategia de desarrollo y producción</b>	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	

<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir las metas para el perfil de aprovechamiento de gas
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Incluir puntos principales de muestreo y medición. Dejar más claro los tipos de medidores, el control de calidad, propiedades a medir, e incluir tablas y/o gráficos de la infraestructura en cuestión.
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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Dejar claro si sólo se evaluaron métodos de inyección de gases ó también se consideraron otros métodos de recuperación mejorada. Comentar sobre los valores de saturación de aceite residual en las zonas barridas por el gas y el agua, también sobre la distribución de saturaciones de aceite en fracturas y matriz. Mencionar con mayor detalle las técnicas apropiadas de toma de información para el monitoreo de la eficiencia de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada. Comentar con mayor detalle los estudios de recuperación secundaria y/o mejorada que se han realizado y los que se realizarán. Comentar con mayor detalle sobre el diseño de la prueba piloto de inyección de aire, mencionando cuales son los posibles riesgos e incertidumbres.
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)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Dejar claro por qué no se cuenta con un programa de desincorporación de infraestructura. Comentar sobre el programa de reutilización de infraestructura. Comentar si el programa propuesto de abandono considera la aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todas las formaciones productoras de éste proyecto, y detallar cómo se pretende usar los pozos para la evaluación de dichas técnicas de recuperación.
<b>5. Información económico financiera del proyecto</b>	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones. Estimación de inversiones	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Plan de ejecución del proyecto</b>	
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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:

	Detallar más los estudios especiales programados para recuperación secundaria y/o mejorada. Incluir el programa de la prueba piloto considerada. Detallas más toda la toma de información considerada para el monitoreo de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada, tanto en el proyecto como en la prueba piloto.
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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Seguridad industrial</b>	
7.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>8. Medio Ambiente</b>	
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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

## ***b) Consistencia de la información.***

Derivado del procedimiento seguido por la Comisión para la dictaminación, ésta observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con el tema de consistencia en la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión metas de producción y alcance.
- En la evaluación económica se observó que la producción de hidrocarburos termina en 2025 y se considera un monto adicional por 3,504 millones de pesos para los costos operativos del proyecto calendarizado de 2022 al 2038, lo que hace que la evaluación requiere de afinarse para ser más objetivos en los indicadores económicos.

## VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto Cárdenas, 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 las tecnologías visualizadas en el proyecto para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima que permita obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos.
- 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, así como revisar los gastos de operación considerados para el proyecto.

#### **ii. Formulación del proyecto**

- a) Para incrementar la reserva del proyecto PEP debe analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en el Proyecto Cárdenas.
- b) El proyecto requiere contar con modelos estáticos más confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar y/o reparar, 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.

- c) 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.*

- **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 los cuales se encuentran naturalmente fracturados. 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.
- c) Debido a la complejidad de estos yacimientos naturalmente fracturados, es necesario que se desarrollen modelos de doble porosidad y permeabilidad.
- d) Por otro lado, debido a la escasa información de velocidades de pozo adquirida, el modelo de velocidades es poco confiable, por lo que es recomendación de esta Comisión que en los pozos próximos a perforar se adquiriera información de registros de pozos,

VSP, Checkshot, entre otros, que permitan actualizar los modelos de velocidades existentes.

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

- **Volumen y reservas de hidrocarburos.**

a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 0.34% de las reservas totales 2P del país y el 0.46% 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 de los estimados por Pemex en sus reservas.

e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la estimación de reservas 2P del 2010 de aceite que reporta Pemex es 6% inferior para el aceite y 27% superior para el gas (Tabla 9 y 10) a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 9. Reserva de aceite del proyecto Cárdenas.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	47	-6%
Proyecto	50	
2P 2011	58	16%
2P 2011 CER	36	-28%

Tabla 10. Reserva de gas del proyecto Cárdenas.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	127	27%
Proyecto	100	
2P 2011	103	3%
2P 2011 CER	78	-22%

- **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 los yacimientos, 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 el gas.
- c) En el documento presentado por PEP se reporta que el análisis PVT representativo es el obtenido del pozo Cárdenas 101, el cual considera una presión de saturación de 306.8 kg/cm<sup>2</sup>, sin embargo en las características generales del aceite del campo se reporta una presión de saturación de 260kg/cm<sup>2</sup>. Por lo anterior, la Comisión considera que se deben establecer las propiedades PVT representativas del proyecto.

- d) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada diferentes a la inyección de agua, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.
- e) PEP deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que es indispensable que PEP cuente con un modelo composicional de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados para la evaluación de la inyección de gas miscible.

- **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.

- **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 piloto en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada; como puede ser el caso de la inyección de agua.

- 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 piloto en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

- **Instalaciones superficiales**

**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 caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

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

- 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 deben garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

**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.

**Medición.** PEP menciona que en la medición realizada en el proyecto, y en específico para la medición de aceite, en la batería Cárdenas Norte se cuenta con un medidor ultrasónico. Para la medición de gas se cuenta con medidores de placa de orificio como elemento primario y 2 registradores de flujo como elemento secundario (para medir el gas enviado a compresoras Paredón). Para la medición individual de pozos, se tiene un medidor másico (tipo coriolis) para el aceite y un medidor tipo v-cone para el gas, además se tiene un tanque de medición en donde se corrobora la medición en línea del pozo alineado a medición.

La infraestructura de los sistemas de control y monitoreo instalados en la batería Paredón menciona que está compuesta por un sistema de medición de gas y de condensados, un sistema de medición de aceite, sin decir específicamente que tipo de medidores e incertidumbres se manejan.

Para los pozos que no disponen de línea de medición se utiliza equipo portátil, que consiste en separadores y tanques de medición donde se obtiene el gasto de aceite y mediante la placa de orificio se mide el gas, o se utiliza un medidor multifásico portátil.

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 Pemex 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.
- **Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**
  - a) Dada la heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia del avance considerable de los contactos gas-aceite y agua-aceite, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua y gas, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.
  - b) 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 el 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 2, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el Proyecto de Explotación Cárdenas 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 78.6 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 11 se muestran los resultados de PEP.

Tabla 11. Alternativa 2. Indicadores económicos PEP.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	29,443	781
VPI	MMP	3,706	3,706
VPN/VPI	peso/peso	7.94	0.21
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	3.23	0.33

Fuente: PEP y CNH

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto (ver apartado del resumen) no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto en la alternativa 2. Esta situación no cambia la decisión del proyecto, sin embargo, la Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicha relación.
- b) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- c) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 2 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- d) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

- e) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2018, por lo que si el objetivo es maximizar la renta petrolera (como lo señala la ley) y no el volumen de hidrocarburos, se debe dialogar con PEP y mencionar que una transición a campos con mejores resultados económicos o con una optimización en su operación resultarán en mayores valores presente netos y mejores indicadores económicos.

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

- f) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 2 es la más robusta; ésta genera rendimientos frente a mayores caídas en la producción y en los precios del crudo. En general, el proyecto es robusto ante cambios en las condiciones iniciales (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, la Comisión concuerda con la elección de PEP; la alternativa 2 es aquella que debe desarrollarse.

#### ***d) Aspectos Ambientales.***

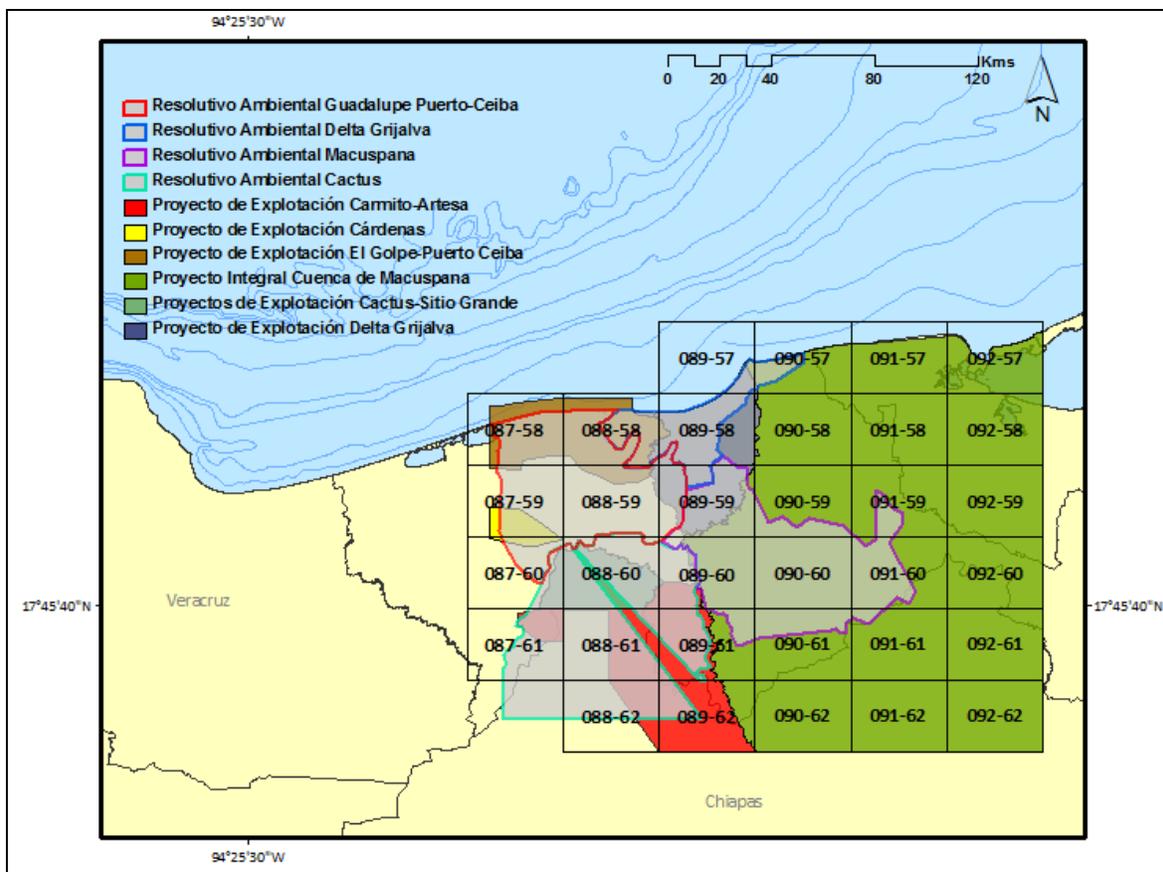
De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba”.

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

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 de fecha 14 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la ejecución del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

- La respectiva modificación S.G.P.A.DGIRA/DG/0149/09 con fecha 15 de enero de 2009, 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 2.- Concentrado de las ubicaciones de las poligonales, las áreas autorizadas ambientalmente y las asignaciones petroleras de proyectos de la Región Sur.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- De acuerdo a la Figura 2, las áreas 087-59 y 087-60 se encuentran amparadas parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2129.07 correspondiente al Proyecto "Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Guadalupe-Puerto Ceiba".

Cabe destacar que el área 87-60 se encuentra amparada parcialmente por el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2287.07 correspondiente a Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Cactus”.

Esta Comisión recomienda que se incluya la totalidad de los oficios resolutivos que amparan al proyecto, asimismo se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes, por si PEP requiere 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) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que PEP señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto, para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Cárdenas, 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.

- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado con su respectiva modificación para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- h) Las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Cárdenas no han sido sobrepasadas por las realizadas hasta la fecha.
- i) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- j) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

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

### *e) Aspectos de Seguridad Industrial.*

Respecto a los aspectos de seguridad industrial PEP menciona que es una prioridad en el proceso productivo del proyecto, debido a que en la actualidad han identificado como principal riesgo el manejo de aceite y gas, con concentraciones importantes de bióxido de carbono, implementado en las instalaciones sistemas de detección y alarmas en los equipos de perforación y reparación de pozos, baterías y estaciones de compresión.

Asimismo PEP da seguimiento a las anomalías de seguridad por medio de inspecciones de riesgo, ambientales y auditorías internas, también menciona que se cuenta con una matriz de confiabilidad de instalaciones y que se están realizando inspecciones basadas en riesgo bajo un programa establecido.

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

Figura 3. 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					

Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

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

Los riesgos operativos se identifican y/o asocian como anomalías de seguridad o ambientales y se clasifican por medio del mecanismo por el cual se detectaron (Tabla 12), asignando estas mismas la severidad correspondiente, la corrección de las mismas se programa atendiendo los criterios de clasificación del riesgo.

Tabla 12. Mecanismos de detección de anomalías.

1	Comisión local mixta de seguridad e higiene
2	Auditorías nivel integral de seguridad y ambiental de la instalación (NISAI).
3	Industria limpia.
4	Inspección de seguridad.
5	Análisis de riesgos de los procesos (ARP).
6	Atlas de riesgo

Por último cabe recalcar que Pemex para este proyecto cuenta con certificados de Industria Limpia y está inscrito en el esquema de secretaría del trabajo y previsión social (STPS) de empresa segura.

Con base en lo anterior, Pemex explica que se identifican los peligros potenciales en los procesos y la forma de reducir, eliminar o mitigar las afectaciones hacia los elementos que conforman los receptores descritos en lineamientos como el COMERI 144, aplicando las metodologías aprobadas y reconocidas, tomando como marco de referencia las normas y procedimientos vigentes de PEMEX, SEMARNAT, normas oficiales mexicanas e internacionales.

En otro aspecto de la seguridad se menciona que en el área de influencia del proyecto, Pemex Exploración y Producción posee equipos fijos, portátiles y móviles para combatir incendios.

Con respecto al personal, se presta especial atención en la capacitación y certificación del personal operativo que labora en el proyecto, en el compromiso y la comunicación efectiva entre subordinados y supervisores de la línea de mando, así como fomentar en forma permanente el uso del equipo de protección personal adecuado al ingresar a las instalaciones y al realizar sus actividades.

Con respecto a las Instalaciones de producción, PEP comenta que cuenta con diversos dispositivos de seguridad, y por último remarca que todas las instalaciones del proyecto están certificadas como industria limpia por parte de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

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.**

Para la perforación y terminación de pozos así como en la instalación y operación de instalaciones, resulta importante que PEP cuente con un proceso bien definido, que aunado a los que ya tiene, identifique los riesgos bajo metodologías establecidas en la industria como lo son: Hazop, What if, listas de verificación entre otras.

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

Asimismo y como complemento para la evaluación de los riesgos operativos se debe hacer estudios para la detección de anomalías, debiendo especificar si estas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de PEP, así como el programa o acciones para la atención de las mismas.

- **Evaluación de Riesgos.**

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 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.

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

PEP 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, 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 Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), estructurado en una política que define a PEP como una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y compromiso de sus trabajadores con la Seguridad, la Salud y la Protección Ambiental.

- 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) El desempeño en materia de seguridad industrial y protección al entorno ecológico, es evaluado constantemente con auditorías, inspecciones y recorridos de Comisión Mixta de Seguridad e Higiene y compañías de reaseguro, en las cuales se detectan algunas anomalías que pueden poner en riesgo al personal, la instalación y al entorno. Dichas anomalías deben ser atendidas de inmediato para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto. Para el caso del Proyecto de Explotación Cárdenas se tienen 37 anomalías por atender, clasificadas de acuerdo a la Tabla 13.

Tabla 13. Anomalías por atender, Cárdenas.

Tipo	2011												Total	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
I / A														0
II / B							1	3	3			4	10	21
III / C								1		1	1	10	13	
IV / D							1					2	3	
Total							2	4	3	1	5	22	37	

- d) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo

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

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

## VII. Conclusiones y recomendaciones

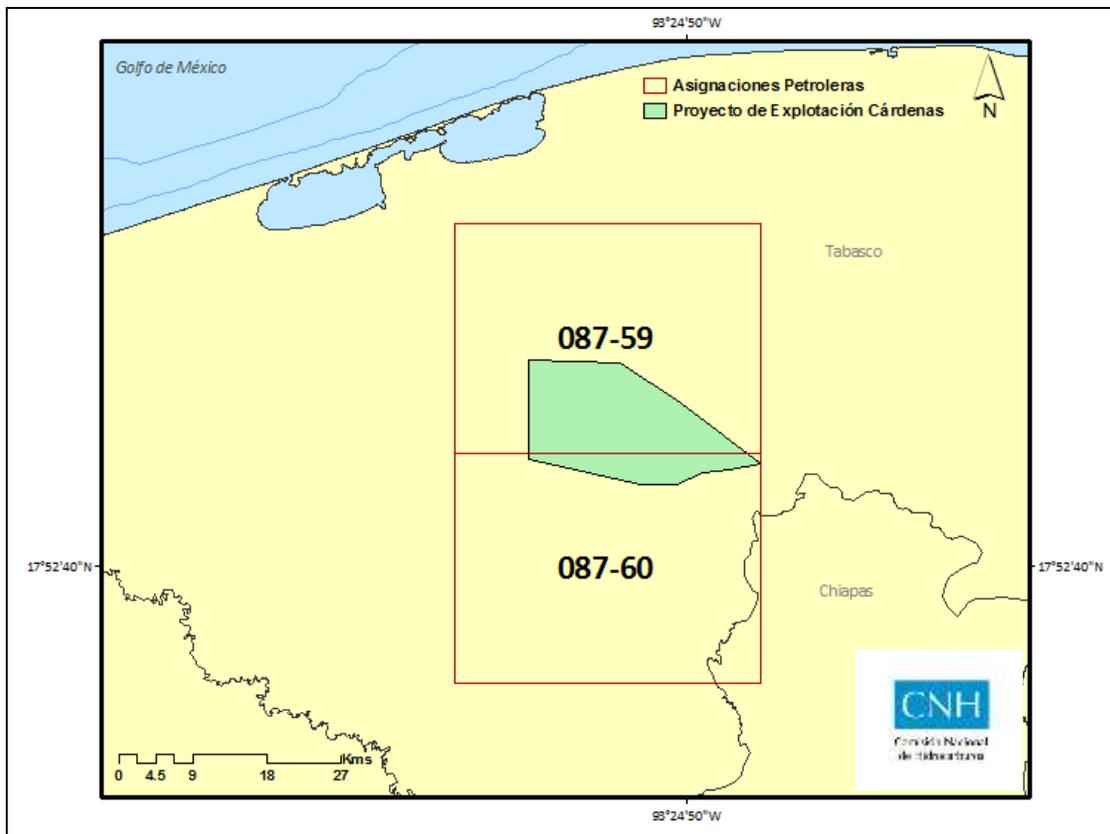
### CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes al Proyecto de Explotación Cárdenas.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 916 y 1138, que la SENER considera como áreas 087-59 y 087-60. Ver Figura 4.

Figura 4. Asignaciones Petroleras del Proyecto Cárdenas.



- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través PEP deberá dar seguimiento a las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, y en caso de generar modificación sustantiva deberá presentar el proyecto de acuerdo a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre de 2009 (Resolución CNH.06.002/09).

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

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto de Explotación Cárdenas como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones correspondientes.
- g) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

### **RECOMENDACIONES**

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

- b) En materia de seguridad industrial y de acuerdo a lo señalado en el documento del proyecto Cárdenas, PEP señala que tiene 37 anomalías detectadas en el proyecto, por lo que la Comisión recomienda que deben ser corregidas para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- d) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- e) Para el Proyecto de Explotación Cárdenas se requerirá de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- f) PEP debe desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de predicción de producción utilizados.
- g) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.
- h) Las actualizaciones de los permisos ambientales deberían detallar las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.
- i) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, se incluyan elementos humanos y materiales

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

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

## VIII. Condicionantes

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

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

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

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el proyecto Cárdenas, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
  - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la estimación de reservas 2P del 2010 que reporta Pemex en el proyecto Cárdenas es 6% inferior para el aceite y 27% superior para el gas (Tabla 14 y 15)

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

Tabla 14. Reserva de aceite del proyecto Cárdenas.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	47	-6%
Proyecto	50	
2P 2011	58	16%
2P 2011 CER	36	-28%

Tabla 15. Reserva de gas del proyecto Cárdenas.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	127	27%
Proyecto	100	
2P 2011	103	3%
2P 2011 CER	78	-22%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
  - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo de alternativas (combinando las tecnologías visualizadas). Además, la alternativa seleccionada deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
  - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos, a partir del año 2018.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los

modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, iii) optimización de infraestructura de producción.

3. Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Pemex deberá describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
5. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías del Proyecto de Explotación Cárdenas, que permitan continuar con la operación de manera más segura.
6. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o, en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
7. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 y API RP 75L.
8. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

## **IX. Opinión a las asignaciones petroleras**

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

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 916 y 1138, que la SENER considera como áreas 087-59 y 087-60.

Métricas del Proyecto de Explotación Cárdenas.

**PROYECTO DE EXPLOTACIÓN**

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2021)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	997	1,113	724	238	586	1,363	5,021	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,398	1,384	1,383	1,414	1,356	10,418	17,353**	10
Qo Promedio.	(mbd)	16	20	19	17	14	-	50 (mmb aceite)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.									
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	1	1	1		1		4	NA
Terminación.	(número)	1	1	1		1		4	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	2	3	2		1	5	13	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

\* 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.

\*\*Considera inversión de gastos operativos hasta el 2038