



**GOBIERNO  
FEDERAL**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# **DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN ARENQUE**

**OCTUBRE 2011**

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>5</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> .....	29
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA. ....	29
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i> .....	29
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i> .....	30
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i> .....	32
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i> .....	33
v. <i>Productividad de pozos.</i> .....	33
vi. <i>Instalaciones superficiales</i> .....	34
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i> .....	37
C) ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	38
D) ASPECTOS AMBIENTALES .....	40
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	44
<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>57</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>58</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 Arenque.

El Proyecto de Explotación Arenque es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Poza Rica-Altamira, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 735, 1200, 1202, 1500, 1501, 1514, 1528, 1554, 1555, 1556, 1557, 1558, 1559, 1560, 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1608, 1612, 1613, 1617 y 1076, que la SENER considera como áreas 075-40, 077-49, 076-46, 076-47, 075-43, 078-51, 075-42, 075-34, 075-35, 076-34, 076-35, 077-50, 077-51, 075-39, 075-38, 076-44, 075-37, 075-36, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 078-50, 076-48, 077-48, 078-49 y 074-41, mediante oficio No. PEP-SRN-1303/2010, fechado el 5 de noviembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 11 de noviembre del 2010.

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

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

1. Oficio No. 512.556-10 de fecha 23 de noviembre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:

- Información técnico económica del Proyecto.

- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado a la Clase de Costos del Proyecto.
  3. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía dos discos compactos con los archivos electrónicos de la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
  4. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

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

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

## II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de explotación***

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

- a) Explotación submarina.
- b) Sistemas artificiales de producción.
- c) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- d) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- e) Abandono de campos.

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

- ***Ingeniería de yacimientos***

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

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 29% en un horizonte de planeación a 15 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los campos del proyecto.

- ***Volumen original***

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

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

- ***Seguridad Industrial***

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

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

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Arenque, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 75 dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- **Ambiental**

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

Las áreas 75-34, 76-34, 77-34, 75-35, 76-35, 75-36, 76-36, 75-37, 76-37, 75-38, 76-38, 75-39, 76-39, 75-40, 75-41, 76-41, 75-42, 76-42, 75-43, 76-43, 76-44, 76-45, 76-46, 76-47, 77-48, 77-49, 78-49 y 78-50 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05).

Las áreas 74-41, 76-48, 77-50, 77-51 y 78-51 cuentan parcialmente, en términos areales, con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de 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 Arenque 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 Arenque conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
  - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto,

se observa que la última estimación de reservas 2P de 2010 de aceite que reporta PEP en el proyecto Arenque es 12.7% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite proyecto Arenque.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	100	-12.7%
Proyecto	114	N/A
2P 2011	103	-9.6%
2P CER 2011	91	-20.5%

Tabla 2. Reserva de gas proyecto Arenque.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	249.4	-10.8%
Proyecto	226.2	N/A
2P 2011	240.0	6.1%
2P CER 2011	214.8	-5.0%

Nomenclatura

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

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

b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.



- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
2. Para el caso de los campos comprendidos en el Proyecto de Explotación Arenque que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma. Para lo anterior, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.
3. PEP 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.

4. 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.
5. Pemex deberá presentar un análisis sobre una alternativa de explotación con tecnología submarina.
6. 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.
7. PEP deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Arenque, que permita continuar con la operación de manera más segura.
8. 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.
9. 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 75.
10. 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.

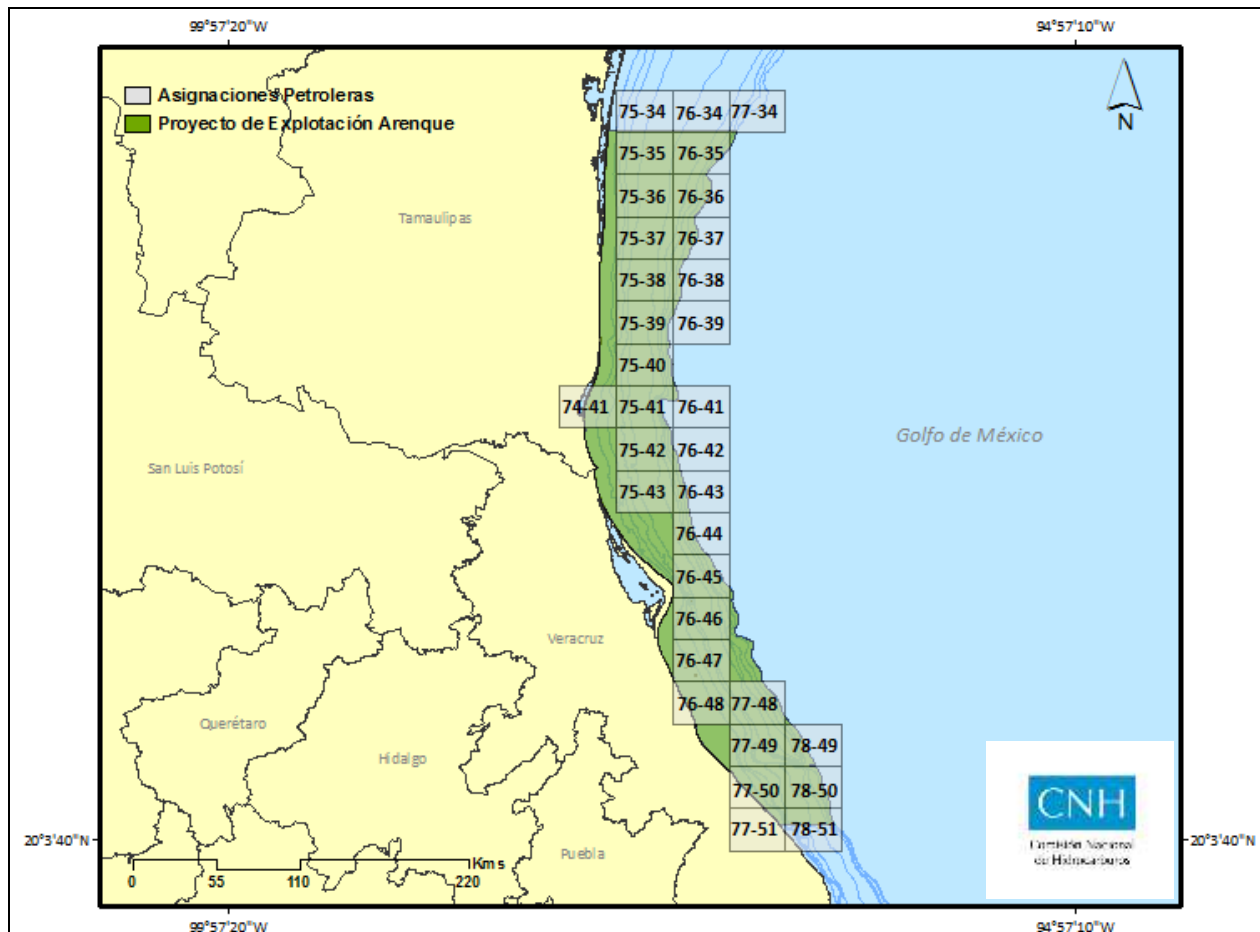
## IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. 512.556-10 de fecha 23 de noviembre del 2010, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

### a) Ubicación.

Está ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz, localizado entre los paralelos 24°15' y 20°18' de latitud Norte, al Oriente está limitado por la isobata de 500 m. y al Occidente por la línea de costa. Tiene una superficie aproximada de 23,600 kilómetros cuadrados, figura 1.

Figura 1. Localización del Proyecto de explotación Arenque.



## **b) Objetivo**

El proyecto de explotación Arenque tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 112 millones de barriles de aceite y 222 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el período de 2011-2025.

## **c) Alcance.**

El proyecto de explotación Arenque realizará la perforación de 23 pozos y terminación de 24 pozos, así como la realización de 12 reentradas, la recuperación de un pozo exploratorio, 4 cambios de intervalo y una estimulación, con una inversión de 18, 273 millones de pesos.

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

**Alternativa 1.** *Esta alternativa contempla drenar las reservas remanentes de los campos Arenque y Lobina mediante recuperación primaria. Esto se hará con la perforación de pozos convencionales y no convencionales que serán terminados en agujero descubierto y entubado (ademado). Los pozos utilizarán un aparejo con dos o más empacadores que permitan explotar de manera independiente o simultánea dos o más formaciones o unidades de flujo, y en algunos casos con un solo empacador para terminación sencilla. Solo se realizarán reparaciones mayores en los pozos del campo Arenque, que serán ventanas (side-track) con el fin de alcanzar un objetivo deseado. Está previsto la construcción de dos Octápodos en Arenque, denominados Arenque "D" y Arenque "E". El manejo de la producción de esta área será transportada a la plataforma de enlace Arenque "B" y de ahí a la batería Arenque. No se contempla ningún tipo de proceso en las plataformas (nuevas y/o existentes).*

*Para la Faja de Oro Marina (FOM), las reservas remanentes de los campos Atún, Bagre, Carpa y Marsopa serán drenadas mediante recuperación primaria con la perforación de pozos no convencionales (horizontales) que serán terminados en agujero descubierto utilizando un aparejo sencillo. Se realizarán exclusivamente reparaciones mayores que consisten en la aplicación de algún tratamiento o actividad para control de agua. Está previsto la construcción de dos plataformas nuevas denominadas Marsopa "B" y Bagre "E". La producción de las*



plataformas Atún “D” y Atún “B” será enviada mediante la construcción de un Oleogasoducto, a Bagre “A” y de esta la producción será enviada a la batería de separación en Punta de Piedra. La producción de la Plataforma Bagre “E”, será enviada al Oleogasoducto que va de Bagre “A” – Marsopa “A”. Para el caso de la producción de Marsopa “B” será necesaria la construcción de un Oleogasoducto que irá de dicha plataforma a Marsopa “A”. La producción total de los pozos de cada una de las plataformas es enviada a la batería de separación Punta de Piedra.

**Alternativa 2.** Esta alternativa se diferencia de la alternativa 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Arenque aplicando un método de recuperación secundaria (inyección de agua) únicamente para el yacimiento Jurásico San Andrés, bloque A1. El resto de los yacimientos se explotarán solo por recuperación primaria. Para ello, contempla la construcción de 3 acueductos, el primero de 12” de diámetro por 20.6 km. de longitud de la planta de inyección de agua a la batería Arenque, el segundo de 12” de diámetro por 4.4 km. de longitud de la plataforma Arenque “B” a la Arenque “E” y un tercero de 12” de diámetro por 5.6 km. de longitud de la plataforma Arenque “E” a la Arenque “D”; convertir el oleogasoducto existente de 12” de diámetro por 32 km. que va de la plataforma Arenque “B” a batería Arenque, en la extensión del acueducto desde batería Arenque a la plataforma Arenque “B”. También considera un sistema de inyección de agua el cual incluye una planta de inyección y dos estaciones de bombeo; estas últimas ubicadas en las plataformas Arenque “D” y Arenque “E”.

**Alternativa 3.** Esta alternativa se diferencia de la alternativa 1 porque contempla drenar las reservas remanentes del campo Atún mediante la perforación y terminación de 2 pozos direccionales, la terminación al igual que el caso base, será en agujero descubierto.

Se tiene contemplada la tecnología de inyección de químicos en el fondo de pozo para liberar la columna de líquidos, ésta consiste en utilizar una válvula modificada que permite proporcionar la trayectoria del químico del flujo alrededor de la válvula de aleta por medio de un adaptador en el árbol de válvulas se coloca el tubo capilar el cual queda colgado debajo; dicho capilar llega hasta el intervalo productor por medio de éste se inyecta de manera continua el químico el cual se encuentra almacenado en un tanque en la plataforma. El efecto del químico es incrementar la

*producción de gas, inhibe corrosión y carbonatos. Para llevar a cabo ésta actividad se requiere de la unidad de línea de acero, personal especializado para las desconexiones y conexiones, transporte para el personal y materiales necesarios, herramientas instaladoras: tubería capilar, válvulas InjectSafe, adaptador al árbol de InjectSafe, tanque de químico, entre otros.*

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

En la Tabla 3, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 3. Producción de la alternativa seleccionada.

Alternativa 1		
Año	Qo	Qg
	(mbpd)	(mmpcd)
2011	19	34
2012	29	57
2013	29	55
2014	26	49
2015	27	48
2016	27	49
2017	25	49
2018	23	47
2019	21	45
2020	19	40
2021	16	36
2022	14	30
2023	12	26
2024	11	23
2025	9	20
Total	112	222
	(mmb)	(mmmpc)

En la Tabla 4 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto Arenque.

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

Volumen original		Factor de recuperación*	
Aceite	Gas	Aceite	Gas
mmb	mmmpc	%	%
2,077.7	2,726.6	29	31

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del Proyecto de Explotación Arenque se presentan en la Tabla 5.

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

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmbpce
1P	88.5	218.0	124.4
2P	109.2	280.3	152.1
3P	141.4	343.8	186.1

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

La inversión para el horizonte 2011-2025 en el proyecto es de 18,273 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 13,670 millones de pesos, como se describe en la Tabla 6.

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

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos Operativos (mmpesos)
2011	3,076	1,161
2012	3,954	1,164
2013	2,636	1,079
2014	2,111	956
2015	2,492	972
2016	1,254	1,084
2017	1,077	1,072
2018	944	1,057
2019	185	1,080
2020	109	938
2021	90	820
2022	72	701
2023	71	604
2024	73	523
2025	127	460
<b>Total</b>	<b>18,273</b>	<b>13,670</b>

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 72.11 dólares por barril para el aceite y 5.54 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2025, el proyecto requiere una inversión de 18,273 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 128,390 millones de pesos. El gasto de operación de 13,670 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)
2012	1,164	3,954	10,577	1,546	12,123	7,006	-1,042
2013	1,079	2,636	10,649	1,488	12,137	8,421	358
2014	956	2,111	9,604	1,315	10,919	7,852	594
2015	972	2,492	9,684	1,300	10,984	7,520	214
2016	1,084	1,254	9,667	1,359	11,026	8,688	1,360
2017	1,072	1,077	9,059	1,359	10,418	8,269	1,354
2018	1,057	944	8,401	1,322	9,723	7,723	1,275
2019	1,080	185	7,711	1,263	8,974	7,709	1,763
2020	938	109	6,740	1,140	7,880	6,833	1,615
2021	820	90	5,860	1,016	6,876	5,966	1,416
2022	701	72	5,099	851	5,950	5,176	1,236
2023	604	71	4,413	735	5,148	4,473	1,063
2024	523	73	3,818	653	4,471	3,875	916
2025	460	127	3,340	583	3,923	3,336	741
<b>Total</b>	<b>13,670</b>	<b>18,273</b>	<b>111,531</b>	<b>16,858</b>	<b>128,390</b>	<b>96,447</b>	<b>11,188</b>

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 =	51,254	3,014	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	13,703	13,703	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	3.74	0.22	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	-	0.26	peso/peso
Tasa interna de retorno	TIR	3.41	1.04	%

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 51,254 millones de pesos antes de impuestos y de 3,014 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 1. 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 Arenque, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.556-10 respecto de las asignaciones denominadas: 735, 1200, 1202, 1500, 1501, 1514, 1528, 1554, 1555, 1556, 1557, 1558, 1559, 1560, 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1608, 1612, 1613, 1617 y 1076, que la SENER considera como áreas 075-40, 077-49, 076-46, 076-47, 075-43, 078-51, 075-42, 075-34, 075-35, 076-34, 076-35, 077-50, 077-51, 075-39, 075-38, 076-44, 075-37, 075-36, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 078-50, 076-48, 077-48, 078-49 y 074-41.

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>Insuficiente</b>	Comentario: Se requiere que la información se muestre en unidades comparables, por ejemplo: todos los montos a precios de 2010.
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>Insuficiente</b>	Comentario: Se requiere que calendaricen la información mostrada en el cuadro 1.2, página 11.
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>Insuficiente</b>	Comentario: No especifican las tecnologías evaluadas. Favor de completar conforme a la solicitud y calendarizar la información presentada en el cuadro 3.1 de la página 108.
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
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>Insuficiente</b>	Comentario: Detallar el diagrama de Gantt para apreciar el programa anual de perforación. El diagrama debe desglosar cada actividad.
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: Detallar más el aprovechamiento de gas.
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<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.	
<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>Suficiente</b>	Comentario:

6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Se necesita mencionar el manejo de gas, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura.
<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 emitir su dictamen, ésta observó algunas áreas de oportunidad relacionadas con la consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que 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.

## VI. Evaluación de la factibilidad

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

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

### *a) Estratégica*

#### **i. Análisis de alternativas.**

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

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

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

## ii. **Formulación del proyecto**

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

### ***b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.***

#### **i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.**

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de

información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

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

## ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P de aceite del proyecto representan el 0.53% de las reservas totales 2P del país y el 0.65% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de

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

- d) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas al 1 de enero del 2010.
- e) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de 2010 de aceite que reporta PEP en el proyecto Arenque es 12.7% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 9. Reserva de aceite proyecto Arenque.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	100	-12.7%
Proyecto	114	N/A
2P 2011	103	-9.6%
2P CER 2011	91	-20.5%

Tabla 10. Reserva de gas proyecto Arenque.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	249.4	-10.8%
Proyecto	226.2	N/A
2P 2011	240.0	6.1%
2P CER 2011	214.8	-5.0%

Nomenclatura

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados.
2. Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P CER 2011, Gas 2P 2011 y Gas Proyecto corresponden a Gas Producido

4. Algunas diferencias en las tablas de reservas en el horizonte analizado, pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
5. Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción podría solamente ser de algunos campos.

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

### **iii. Ingeniería de yacimientos.**

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



numérica de yacimientos para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, y más aún un modelo composicional para los procesos de inyección de gas miscible en los campos donde aplique.

#### **iv. Intervenciones a pozos.**

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

#### **v. Productividad de pozos.**

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

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, en el caso de los yacimientos que describen el flujo entre el

sistema matriz-fractura, además para apoyar en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, elementales para el diseño de estimulaciones y pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

## **vi. Instalaciones superficiales**

### **vi.1 Abandono de instalaciones.**

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

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

### **vi.2 Manejo de la producción.**

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

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

importante a considerar es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

### **vi.3 Manejo y aprovechamiento de gas.**

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

### **vi.4 Medición.**

Pemex menciona que la medición de los fluidos producidos en las plataformas Carpa B, Bagre C y Atún D se realizará con medidores multifásicos, los cuales utilizan un tubo venturi para medir la producción a condiciones de línea bajo cualquier régimen de flujo, mencionando también las especificaciones de dicho medidor.

Pemex también describe que en todas las plataformas también se cuenta para medir los pozos con separadores de prueba, los cuales disponen de medidores de desplazamiento positivo para medir los líquidos y de placa de orificio para el gas.

Para la medición en la Batería de Separación Punta de Piedra, a la cual llega toda la producción de la Faja de Oro Marina (FOM), se cuenta en los tanques con medidores tipo radar para los líquidos y de igual forma de placa de orificio para el gas.

Asimismo comentan que en la Central de Almacenamiento y Bombeo (punto de entrega) a la llegada del ducto de Punta de Piedra, se cuenta con un medidor másico tipo Coriolis para medir el total de la corriente de la FOM. Los medidores para transferencia de custodia en la Central de

Almacenamiento y Bombeo, son de tipo turbina, existiendo 2 trenes de medición para cada una de las 6 diferentes corrientes que llegan a la misma.

En cuanto a la medición de calidad con la que cuenta el proyecto comentan que para corroborar la calidad de los hidrocarburos, se realizan diariamente muestreos y análisis detallados del aceite crudo (análisis fisicoquímico), en los cuales se determinan los parámetros de salinidad, viscosidad, densidad, % de agua, etc. Por otro lado, se realizan periódicamente análisis de la Pvp Reid, y análisis ASSAY para determinar otra información complementaria como son calidad de destilación, especificación de rangos de ebullición, puntos de flasheo, etc.

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

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

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

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

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

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

**vii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada.**

- a) Dada la heterogeneidad de los yacimientos y como consecuencia de la aplicación de métodos de inyección de agua, y la presencia de un acuífero, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.
- b) En este proyecto no se consideran métodos de recuperación secundaria y mejorada para todos los campos que lo integran, por lo que la Comisión recomienda que para incrementar las reservas del proyecto, PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los

métodos de recuperación secundaria y mejorada en todos los yacimientos del proyecto. Para los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que apliquen, PEP debe incluir un programa donde se especifiquen las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

### *c) Aspectos Económicos.*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Arenque 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 72.11 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.54 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 11 se muestra los resultados económicos.

Tabla 11. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	51,254	3,014
VPI	mmp	13,703	13,703
VPN/VPI	peso/peso	3.74	0.22
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	n/d	0.26

(n/d) No disponible

(np) No se presentó en el documento de Pemex

Fuente: PEP

- a) La relación beneficio costo después de impuestos que PEP presentó en el proyecto (ver apartado del resumen) no corresponde al cociente del valor presente de ingresos entre el valor presente de los egresos, por lo que es una inconsistencia con el valor presente positivo del proyecto en la alternativa 1. 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 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- 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) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

#### *d) Aspectos Ambientales*

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”.

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

Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05 de fecha 4 de febrero de 2005, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Marino de la Región Norte” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.



Figura 2.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Arenque.

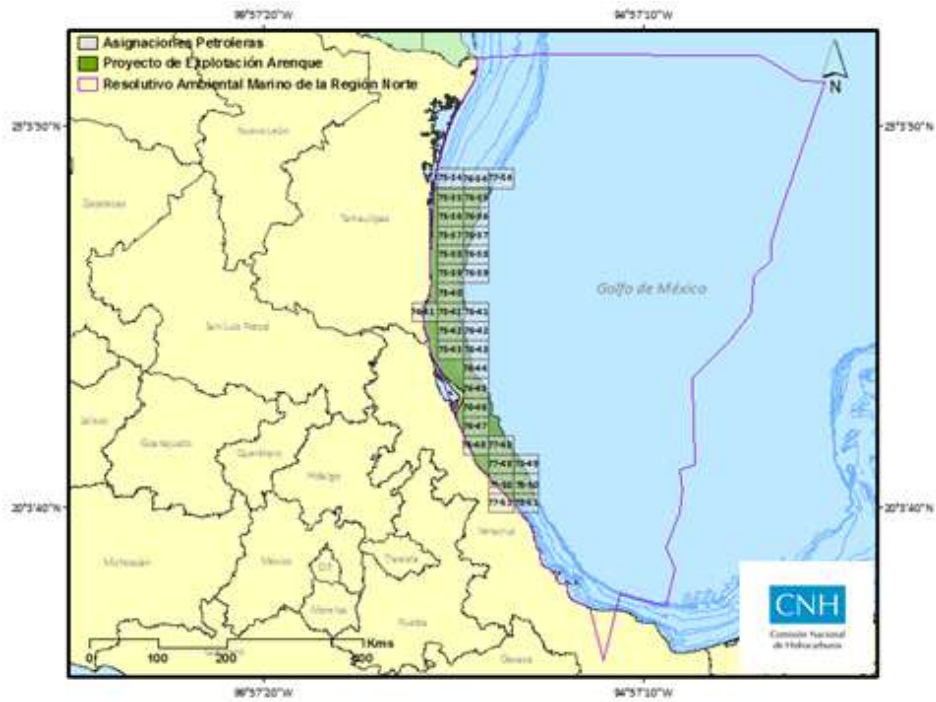


Figura 3.- Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto de Explotación Arenque.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 2 y 3 las áreas 75-34, 76-34, 77-34, 75-35, 76-35, 75-36, 76-36, 75-37, 76-37, 75-38, 76-38, 75-39, 76-39, 75-40, 75-41, 76-41, 75-42, 76-42, 75-43, 76-43, 76-44, 76-45, 76-46, 76-47, 77-48, 77-49, 78-49 y 78-50 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05).

De acuerdo a las Figuras 1, 2 y 3, las áreas 74-41, 76-48, 77-50, 77-51 y 78-51 cuentan parcialmente, en términos areales, con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades a las zonas no amparadas ambientalmente. Cabe destacar que en el mapa presentado por Pemex (Figura 1) no se muestra el área 74-41, la cual se incluye dentro de la solicitud de asignaciones.

Por otro lado, se solicita la asignación 1500, perteneciente al área 76-45, sin embargo, el área no se incluye dentro de la lista de las áreas solicitadas por Pemex en la documentación que presentan.

Esta Comisión recomienda que Pemex revise los documentos entregados con detenimiento para evitar situaciones como la señalada anteriormente.

- 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) 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 Arenque, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Arenque.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.
- h) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, el oficio resolutivo resulta necesario para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas en ésta ya que es la autorización

expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

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

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

La seguridad industrial debe verse como un sistema de administración integral, que incluya los diferentes elementos que lo soportan empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de PEP deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- **Identificación de Riesgos.**

En cuanto a la identificación de riesgos, mencionan que se realizan recorridos de inspección a los Centros de Proceso del proyecto, con el objeto de detectar anomalías y establecer los programas de corrección considerando priorizar la corrección para las de mayor riesgo según la calificación realizada por los grupos que realizan los recorridos.

Mencionan también que durante la identificación de los peligros y riesgos a los que pudieran estar expuestas las instalaciones del proyecto están los siguientes eventos: Fugas de hidrocarburo en las distintas etapas del proceso, fugas en instrumentos y rupturas por golpes externos.

Por último mencionan que a la fecha a través de los diferentes análisis de riesgo, no se han observado riesgos mayores en condiciones normales de operación y que para el caso de una ruptura causada por algún fenómeno, se cuenta con el Plan de Respuesta a Emergencias a nivel coordinación, administración, región e institucional; el cual, sube de mando en función de las consecuencias que pueden ir desde un derrame a nivel planta o plataforma o hasta la explosión, contaminación, pérdidas humanas y lograr su control en periodo de menos de 72 horas.

- **Evaluación de Riesgos.**

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

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

En cuanto a la jerarquización de riesgos y la elaboración de una matriz se evalúan y analizan las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HAZOP, donde se le asigna una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación.

Figura 4. Matriz de asignación de riesgo.

F R E C	Alta (F4)	II / B	II / B	I / A	I / A
	Media (F3)	III / C	II / B	II / B	I / A

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

Asimismo comentan que el índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias, mismas que son evaluadas por medio de los “Radios Potenciales de Afectación”, que se realizan mediante la etapa de “Análisis Consecuencias” a través de un software (PHAST) que permite predecir las consecuencias de acuerdo al tipo de producto por diversas concentraciones de interés, límites de explosividad y daños a la salud; además, automáticamente selecciona el modelo correcto según el comportamiento de la nube y predice todos los efectos físicos, radiación y nube explosiva.

El proyecto de explotación Arenque contempla la perforación de 23 pozos y terminación de 24 pozos, así como la realización de 12 reentradas, la recuperación de un pozo exploratorio, 4 cambios de intervalo y una estimulación, en el período de 2011-2025. Además, el proyecto incluye la optimización y/o desincorporación de instalaciones, así como la correspondiente al transporte y manejo de hidrocarburos.

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

Tanto en la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse a lo ya hecho con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Se recomienda revisar lo establecido en la Norma API RP 75 "Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program (SEMP) for Offshore Operations and Facilities".

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

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

- a) La Comisión recomienda ampliamente que este proyecto, como cualquier otro, debe tener un enfoque basado en la administración de riesgos, con el propósito de brindar un punto de vista íntegro a la seguridad en la industria, y que provea de igual manera una vida útil extendida al activo y una optimización en la producción.
  
- b) La Comisión considera necesario que la evaluación de riesgos operativos que realice Pemex deberá contemplar la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

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



## VII. Conclusiones y recomendaciones

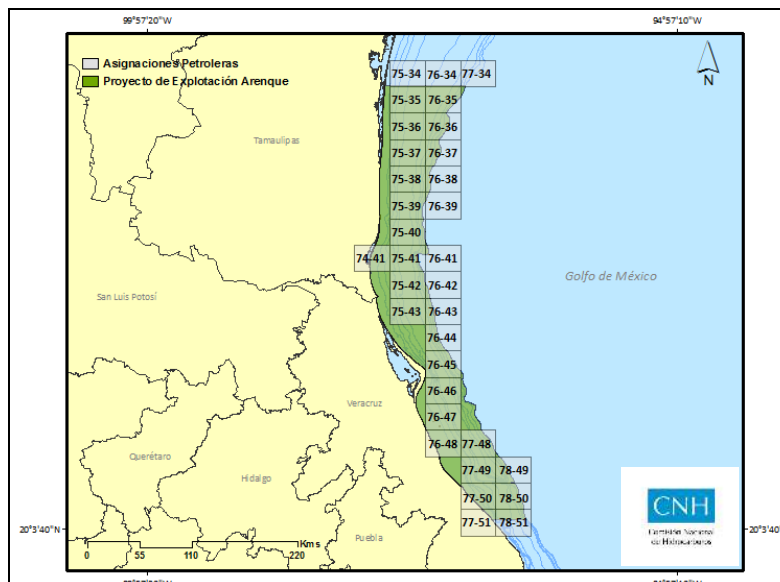
### CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes al Proyecto de Explotación Arenque.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números: 735, 1200, 1202, 1500, 1501, 1514, 1528, 1554, 1555, 1556, 1557, 1558, 1559, 1560, 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1608, 1612, 1613, 1617 y 1076, que la SENER considera como áreas 075-40, 077-49, 076-46, 076-47, 075-43, 078-51, 075-42, 075-34, 075-35, 076-34, 076-35, 077-50, 077-51, 075-39, 075-38, 076-44, 075-37, 075-36, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 078-50, 076-48, 077-48, 078-49 y 074-41. Figura 5.

Figura 5. Asignaciones Petroleras del Proyecto Arenque.



- 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 de 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 Arenque como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) 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) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- c) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- d) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- e) Los campos del Proyecto Arenque requerirán de la aplicación de tecnologías actuales, así como de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación del proyecto. Dicha situación debe considerarla en el análisis y evaluación de alternativas.
- f) PEP 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, donde se incluyan elementos humanos y materiales que bajo un enfoque integral, se busque alcanzar en el proyecto y su respectiva cadena de producción, sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada, todo ello con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la

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

- j) La Comisión recomienda que Pemex incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo. Así como evaluar la opción de explotación con tecnología submarina.

## VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto de Explotación Arenque 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 Arenque, 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 Arenque conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
  - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de 2010 de aceite que reporta PEP

en el proyecto Arenque es 12.7% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 12. Reserva de aceite proyecto Arenque.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	100	-12.7%
Proyecto	114	N/A
2P 2011	103	-9.6%
2P CER 2011	91	-20.5%

Tabla 13. Reserva de gas proyecto Arenque.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	249.4	-10.8%
Proyecto	226.2	N/A
2P 2011	240.0	6.1%
2P CER 2011	214.8	-5.0%

Nomenclatura

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

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

b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.

- c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
2. Para el caso de los campos comprendidos en el Proyecto de Explotación Arenque que, para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual, Pemex deberá presentar la nueva propuesta de desarrollo consensuada con el prestador de servicios, para que la Comisión emita el dictamen técnico sobre la misma. Para lo anterior, Pemex deberá presentar el proyecto de acuerdo a los “Lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación” publicado en el diario Oficial de la Federación en diciembre del 2009, así como coadyuvar para que el responsable del proyecto y el prestador del servicio presenten el proyecto de manera presencial y celebren las reuniones necesarias con el personal responsable de la Comisión.
3. PEP 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.

4. 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.
5. Pemex deberá presentar un análisis sobre una alternativa de explotación con tecnología submarina.
6. 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.
7. PEP deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Arenque, que permita continuar con la operación de manera más segura.
8. 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.
9. 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 75.
10. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.



## IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

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

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: 735, 1200, 1202, 1500, 1501, 1514, 1528, 1554, 1555, 1556, 1557, 1558, 1559, 1560, 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1590, 1608, 1612, 1613, 1617 y 1076, que la SENER considera como áreas 075-40, 077-49, 076-46, 076-47, 075-43, 078-51, 075-42, 075-34, 075-35, 076-34, 076-35, 077-50, 077-51, 075-39, 075-38, 076-44, 075-37, 075-36, 075-41, 076-36, 076-39, 076-37, 076-38, 076-41, 076-42, 076-43, 077-34, 078-50, 076-48, 077-48, 078-49 y 074-41.

Métricas del Proyecto de Explotación Arenque.

**PROYECTO DE EXPLOTACIÓN**

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2025)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	3,076	3,954	2,636	2,111	2,492	4,004	18,273	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,161	1,164	1,079	956	972	8,338	13,670	10
Qo Promedio.	(mbd)	19	29	29	26	27	-	112 (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.	Drenar reservas remanentes de los campos Arenque y Lobina mediante recuperación primaria, con la perforación de pozos convencionales y no convencionales, terminados en agujero descubierto y entubado								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	3	5	4	2	4	5	23	NA
Terminación.	(número)	4	5	4	2	4	5	22	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

\* Pemex: Falta definir por parte del operador

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