



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN LAKACH

ABRIL 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	13
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	18
A) UBICACIÓN.	18
B) OBJETIVO	19
C) ALCANCE.	19
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	22
E) INDICADORES ECONÓMICOS	23
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	25
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	26
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	29
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	30
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS	30
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	30
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	30
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	31
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	31
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	31
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	33
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	34
v. <i>Productividad de pozos.</i>	34
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	34
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	37
D) ASPECTOS AMBIENTALES	39
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	42
VII. CONCLUSIONES.....	47
VIII. DICTAMEN	48
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	53

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 Lakach.

El Proyecto de Explotación Lakach es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Holok-Temoa, 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 1616 y 1619, que la SENER considera como áreas 082-55 y 082-56, mediante oficio no. PEP-SRMSO-049-2010 del 9 de agosto de 2010 y recibido en la SENER el 16 de agosto del 2010.

El dictamen del Proyecto de Explotación Lakach 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. 512.457-10 de fecha 18 de agosto del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico-económica del proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio No. SPE-723-2010, recibido el 20 de septiembre del 2010, por el cual PEP envía la información actualizada del proyecto atendiendo a las observaciones de la CNH.

3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, recibido el 28 de enero del 2011, relacionado con la clase de costos del proyecto.
4. Oficio SPE-GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, relacionado con las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
5. Oficio SPE-515/2011 recibido el 8 de septiembre del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.
6. Oficio SPE-118-2012 recibido el 5 de marzo del 2012, mediante el cual envía la información de perfiles de producción para los proyectos de explotación.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de explotación***

Pemex señala que contar con personal de compañías con amplia experiencia en la aplicación de las tecnologías de la terminación, deberá ser una garantía de la respuesta de los sistemas instalados en los pozos. Todos los equipos, materiales y servicios deberán de cumplir con información de certificación de calidad, seguridad, confiabilidad, costo, experiencia del personal en el manejo, riesgo, casos de éxito, con la intención de llevar a cabo un proceso de mitigación de la incertidumbre.

Por lo que este grupo de la Comisión considera necesario que Pemex informe a la CNH sobre las acciones de contratación y administración contempladas para la ejecución de cada uno de los componentes relevantes del proyecto, como son: equipos de perforación, perforación y terminación de pozos, estación de acondicionamiento de gas, monitoreo de la operación, etc.

Es necesario que Pemex informe si los resultados del pozo delimitador generaron cambios en la estrategia de desarrollo del proyecto, ya que como lo señala el mismo Pemex en el documento del proyecto, se podrán establecer las bases para diseñar un plan óptimo de desarrollo para el campo, así como obtener información litológica, sedimentológica, petrofísica y de velocidades de la columna geológica del área que permitan actualizar los modelos geológicos y petrofísicos hasta ahora existentes (2010).

Pemex señala en el documento del proyecto que durante 2010 se realizarían nuevos estudios geofísicos de alta resolución mediante un Vehículo Autónomo Submarino (AUV) y sondeos geotécnicos a lo largo de la ruta para obtener datos precisos que servirán para el diseño de las líneas durante las etapas de ingeniería básica y de detalle. Por lo que la Comisión considera

necesario que Pemex informe sobre los resultados y sobre todo si se mantiene la ruta y los montos de inversión para la instalación de ductos y umbilicales.

- ***Seguridad Industrial***

Pemex afirma que dado que el proyecto se encuentra en etapa de Conceptualización (FEL-II), aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos. No obstante, menciona que en la siguiente fase del proyecto (definición) se contará con mayor detalle de los procesos operativos para poder efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre de los riesgos operativos, actividad que se contempla realizar durante la ingeniería básica por medio de la metodología HAZOP.

El Proyecto de Explotación Lakach, deberá cumplir con la totalidad de los elementos establecidos en la Resolución CNH.12.001/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Pemex y sus organismos subsidiarios, para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas (Resolución CNH.12.001/10).

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Lakach, 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 los mismos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la API RP 75.

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.

- ***Ambiental***

Las áreas 082-55 y 082-56 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) mediante el oficio resolutivo correspondiente al Proyecto.

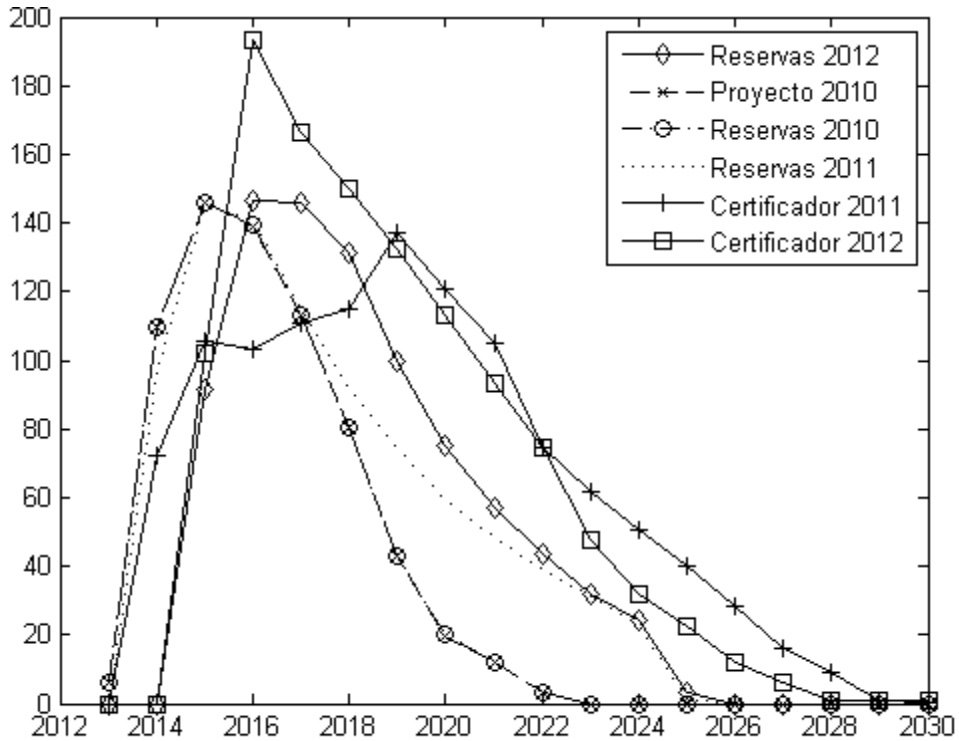
Es obligación de Pemex verificar que las autorizaciones otorgadas por la SEMARNAT cubran las áreas en donde se desarrollan y desarrollarán las actividades, así como el tipo y la cantidad de las mismas, especialmente en la zona en la que tienen programada la instalación de infraestructura, como por ejemplo: la estación terrestre de proceso para el acondicionamiento de gas.

- ***Dictamen.***

Se reconoce por parte de este Órgano desconcentrado, el trabajo realizado por el operador en relación al desarrollo del Proyecto de Explotación Lakach, hasta la etapa de Conceptualización, sin embargo para este tipo de proyectos se requiere terminar la etapa de Definición, por lo tanto derivado del análisis del proyecto presentado por parte de Pemex, se dictamina el mismo en sentido no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas de gas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 1. Perfiles de producción de gas del proyecto Lakach, mmmmpc.



2. La Comisión considera que deben obtenerse muestras de gas a condiciones de yacimiento y realizar análisis PVT que sean representativos de cada formación productora del proyecto. Lo anterior, debido a que en el documento presentado por PEP a la Comisión se reporta un análisis PVT con muestras de gas de separador, con el cual se realiza el modelado del PVT a temperatura de yacimiento.
3. Es necesario que Pemex informe si los resultados del pozo delimitador generaron cambios en la estrategia de desarrollo del proyecto, ya que se describe en el documento que sustenta la solicitud de asignaciones, dichos resultados establecen las bases para diseñar un plan óptimo de desarrollo para el campo, así como obtener información litológica, sedimentológica, petrofísica y de velocidades de la columna geológica del área que permiten actualizar los modelos geológicos y petrofísicos existentes hasta ese entonces(2010).

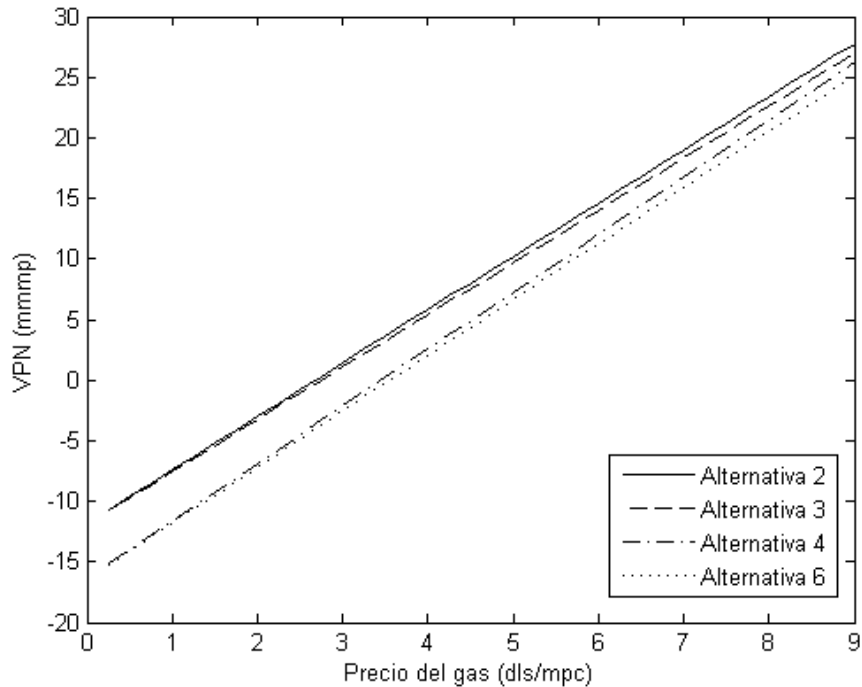
4. En el informe técnico-económico presentado, Pemex señala que el Proyecto de Explotación Lakach inició la etapa de visualización en el año 2008 y la etapa de conceptualización en el año 2009, la cual finalizaría en el 2010; en el 2011 se realizaría la etapa de definición y el desarrollo en el periodo del año 2012 al 2014, programando la explotación en el lapso comprendido entre los años 2014 y 2023, y el abandono del campo en este último año.

Al respecto, la Comisión considera que la versión que Pemex envió no contiene el nivel de madurez dentro de la fase de diseño para un proyecto de aguas profundas ni cubre los elementos suficientes para el otorgamiento de recursos financieros para su ejecución.

Esta Comisión requiere los documentos de las fases de Visualización, Conceptualización y Definición para poder redictaminar este proyecto.

5. Esta Comisión considera la versión presentada aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos, dado que está describe la etapa de Conceptualización (FEL-II). No obstante, el operador menciona que en la siguiente fase del proyecto (Definición) se contará con mayor detalle de los procesos operativos para efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre de los riesgos operativos, actividad que se contempla realizar durante la ingeniería básica, por medio de la metodología HAZOP.
6. El valor presente neto (VPN) antes de impuestos, estimado del proyecto para la alternativa de explotación seleccionada por Pemex es positivo, sin embargo, el Proyecto Lakach pudiera no ser rentable si se utilizarán las proyecciones de precios para el gas natural de diversas agencias internacionales, donde sus estimaciones en el contexto internacional son de alrededor de 2.5 dólares por millar de pie cúbico.

Figura 2. Rentabilidad del Proyecto de Explotación Lakach.



Con base en lo anterior, la Comisión recomienda que PEP realice un análisis detallado sobre la planeación del proyecto, en alcance o en las etapas de desarrollo, de manera que pueda incrementar la rentabilidad del proyecto.

7. Pemex no considera solicitar las asignaciones petroleras 081-56 y 081-57, en las cuales se encuentra programada la instalación de infraestructura, como la estación terrestre de proceso para el acondicionamiento de gas.

En relación con esta observación cabe destacar que el artículo 13 del Reglamento señala, en lo conducente que: *“...Los proyectos de explotación petrolera, comprenderán los estudios, las obras y los trabajos destinados a la extracción de petróleo y gas natural, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su venta de primera mano o a su enajenación a otro organismo descentralizado o a una persona moral controlada por Petróleos Mexicanos o por sus Organismos Subsidiarios”.*

Asimismo, las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Asignaciones Petroleras, emitidas por la SENER, en su artículo 3, fracción II, dispone que una asignación petrolera de exploración y explotación es *“aquella que se otorga para realizar estudios, obras, perforaciones de pozos exploratorios o desarrollo y demás trabajos necesarios para la exploración y explotación, incluyendo actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su enajenación a otro organismo descentralizado o a personas morales controladas por Pemex, que integra un Proyecto de explotación, de los referidos en el artículo 13 del Reglamento”*.

Por lo señalado, Pemex debe incluir las asignaciones petroleras donde será instalada la infraestructura del proyecto en la nueva versión de solicitud de asignaciones.

8. El proyecto no presenta una estrategia de administración con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia debe incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de:
 - i) Actualización de los modelos de simulación.
 - ii) Definición de los métodos de recuperación a implementar en el campo del proyecto.
 - iii) Nivel de detalle de las ingenierías para la infraestructura de explotación.
 - iv) Optimización de infraestructura de producción.
 - v) Acciones de contratación y administración contempladas para la ejecución de cada una de las componentes relevantes del proyecto.
 - vi) Sistema de seguridad en los pozos e instalaciones de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del Proyecto de Explotación Lakach en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

III. Mandato de la CNH

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

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

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

II. Aquéllas que no se tengan por revocadas conforme a la fracción anterior y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años contados a partir de la fecha de entrada en vigor del presente reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

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

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

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

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

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...) “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.*
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.*
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:
Artículo 2º: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

- VI. *Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;*
 - XI. *Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;*
 - XV. *Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.*
- *El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

En este orden de ideas, en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Pemex dispone que *“Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del reglamento, en los siguientes casos: I. Proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva [...], y II. Proyectos que estén en fase de definición...”*

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

Por otro lado, de conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:

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

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

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	25%
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	15%
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	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 artículo Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

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

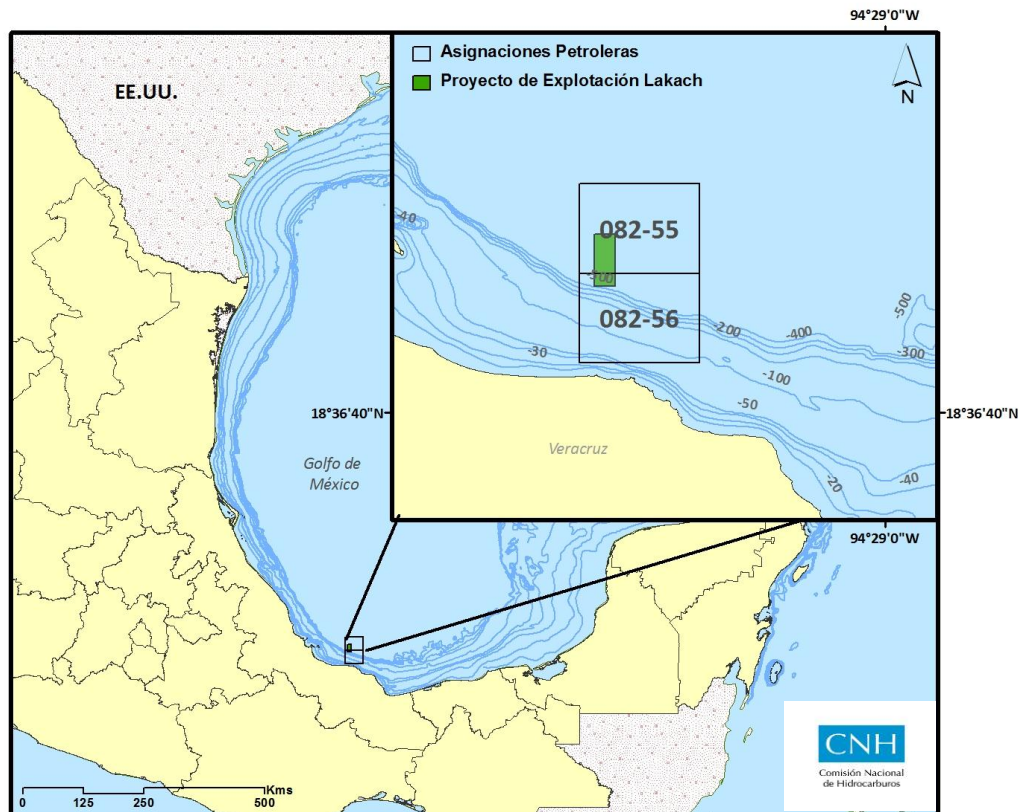
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante Oficio No. SPE-723-2010, recibido en la CNH el 20 de septiembre del 2010, a continuación se presentan las características principales del Proyecto de Explotación Lakach, para el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

Geográficamente el campo Lakach se ubica a 131 km al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz y 98 km al Sureste de la Ciudad de Veracruz, Veracruz, en aguas territoriales del Golfo de México. El campo Lakach y sus instalaciones submarinas se encuentran dentro de los lotes 082-55 y 082-56 (figura 3), mientras que sus ductos e instalaciones terrestres se ubicarán dentro de los lotes 081-56 y 081-57.

Figura 3. Ubicación del área en la que se realizará el Proyecto de Explotación Lakach.



b) Objetivo.

El proyecto de explotación Lakach tiene como objetivo maximizar el valor económico de las reservas probadas más probables (2P) del campo Lakach con el fin de extraer 650 mil millones de pies cúbicos de gas natural, totalizando un volumen a venta de 625 mil millones de pies cúbicos de gas y 8 millones de barriles de condensado, para ello se requerirá una inversión de 20,281 millones de pesos, en un periodo de 2011 a 2023.

c) Alcance.

El Proyecto de Explotación Lakach considera la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo y un pozo delimitador, la construcción de infraestructura necesaria para el desarrollo del campo mediante sistemas submarinos, ductos, umbilicales y una estación de acondicionamiento de gas y proceso terrestre así como realizar en el periodo 2016-2022, 3 intervenciones con equipo semisumergible de perforación (cambio de válvula de tormenta, cambio de válvula de fondo y cambio de aparejo) y 7 reparaciones menores (intervenciones con embarcación ligera, como son reparación de árbol e infraestructura submarina).

Para el desarrollo del proyecto Pemex identificó y evaluó cuatro alternativas finales:

Alternativa 2. *Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 4 pozos para explotar ambas arenas y 2 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back (interconexión larga) a la estación de acondicionamiento de gas. El arreglo consta de sistemas submarinos que serán interconectados a dos ductos que transportarían la producción hasta la estación de acondicionamiento de gas, considerando exclusivamente recuperación primaria, es decir, empleando únicamente la energía propia del yacimiento.*

Alternativa 3. *Consiste en desarrollar el campo con 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar sólo el yacimiento superior, mediante un Tie-back a la estación de acondicionamiento de gas. El concepto de desarrollo y arreglo superficial submarino de la infraestructura es idéntico al de la alternativa 2. La única variante es la terminación de los pozos, la cual permitirá el acceso a los yacimientos.*

Alternativa 5. *Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos; siendo 4 pozos para la explotación de ambos yacimientos y 2 pozos para la explotación sólo del yacimiento superior, mediante sistemas submarinos interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia, en la que se acondicionaría el gas, para posteriormente enviar la producción a la estación de acondicionamiento de gas.*

La plataforma se instalaría en un tirante de agua de aproximadamente 180 m, en una localización cercana a otros descubrimientos, con el fin de incentivar el desarrollo integral.

Alternativa 6. *Considera desarrollar el campo mediante 6 pozos, 2 pozos para explotar ambos yacimientos y 4 pozos para explotar únicamente el yacimiento superior, los cuales mediante sistemas submarinos interconectados a un ducto que transportaría la producción a una plataforma fija intermedia en la que se acondicionaría el gas y enviado por un solo ducto a la estación en tierra.*

En todos los casos la capacidad de la planta e infraestructura será del orden de 400 millones de pies cúbicos diarios de gas. Dado el tipo de yacimiento y con base en el comportamiento de campos análogos en México, la estrategia de explotación del campo será por producción primaria.

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

En la Tabla 1, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 2.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Producción acumulada anual de Condensado	Producción acumulada anual de Gas
	(mb)	(mmpc)
2011	0	0
2012	0	0
2013	0	0
2014	225	18
2015	1,492	120
2016	1,505	121
2017	1,660	133
2018	1,330	93
2019	893	72
2020	482	39
2021	207	17
2022	132	11
2023	27	2
Total	7,953	625

En la Tabla 2 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes al campo del Proyecto de Explotación Lakach.

Tabla 2. Volumen original y factor de recuperación de gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación
	Aceite	Gas	%
	mmb	mmpc	
1P	-	428.50	72.0
2P	-	934.59	72.0
3P	-	1,732.74	75.1

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 gas y petróleo crudo equivalente de los campos del Proyecto de Explotación Lakach se presentan en la Tabla 3, al 1 de enero del 2010.

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

Categoría	Reserva remanente	
	Gas mmmpc	Petróleo crudo equivalente mmb
1P	309	69
2P	673	151
3P	1,302	292

d) Inversiones y gasto de operación.

La inversión para el horizonte 2011-2023 en el proyecto es de 20,281 millones de pesos, más una inversión de 1,041 millones de pesos por concepto de abandono y el gasto de operación que se ejercerá es de 4,034 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

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

Año	Inversión		Gastos de Operación (mmpesos @ 2010)
	Inversión (mmpesos @ 2010)	de abandono (mmpesos @ 2010)	
2011	395		43
2012	1012		42
2013	6515		49
2014	7871		153
2015	266		662
2016	517		661
2017	373		718
2018	554		583
2019	562		415
2020	369		262
2021	386		172
2022	363		153
2023	1,098	1,041	123
Total	20,281	1,041	4,034

e) Indicadores económicos.

Para el proyecto se usó un 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 74.26 dólares por barril para el condensado y 5.93 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 2011-2023, el proyecto requiere una inversión de 20,281 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de

59,176 millones de pesos. El gasto de operación de 4,034 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

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

Año	Gastos de operación	Inversión	Ingresos condensados	Ingresos gas	Total Ingresos	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011	43	395	0	0	0	-437	-437
2012	42	1,012	0	0	0	-1,054	-1,054
2013	49	6,515	0	0	0	-6,564	-6,564
2014	153	7,871	230	1,478	1,709	-6,315	-6,654
2015	662	266	1,526	9,795	11,321	10,392	6,976
2016	661	517	1,539	9,882	11,422	10,244	6,856
2017	718	373	1,698	10,899	12,597	11,507	7,687
2018	583	554	1,360	7,564	8,923	7,787	5,347
2019	415	562	913	5,859	6,772	5,795	4,006
2020	262	369	492	3,162	3,654	3,023	2,231
2021	172	386	212	1,360	1,572	1,014	701
2022	153	363	135	868	1,003	487	288
2023	123	1,098	27	176	204	-1,017	-1,057
Total	4,034	20,281	8,133	51,043	59,176	34,861	18,326

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

Tabla 6. Indicadores Económicos (mmpesos).

	Indicadores Económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	14,299	5,749	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	13,867	13,867	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	1.03	0.41	peso/peso
Relación beneficio costo	RBC	1.90	1.24	peso/peso
Periodo de recuperación de la inversión PRI		6	8	años

El proyecto obtendría un VPN de 14,299 millones de pesos antes de impuestos y de 5,749 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

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

A continuación, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto de Explotación Lakach, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.457-10 respecto de las asignaciones denominadas: 1616 y 1619, que la SENER considera como áreas 082-55 y 082-56.

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:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Insuficiente	Comentario: Incluir las graficas y tablas de inversión de manera que sean comparables, por ejemplo a precios del 2010. Indicadores económicos comparables para verificar la variación de valor del proyecto (mismas premisas económicas y de precios de hidrocarburos). Está bien conservar el régimen tributario de cada documentación. Anteriormente se había hecho la misma observación y no fue atendida.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:

g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Insuficiente	Comentario: Detalle de las alternativas. Lo desarrollaron en el punto 3.1.
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Insuficiente	Comentario:

	No se atendió la solicitud que se hizo mediante el Oficio D00.- 209-10 acerca de revisar las unidades del Qo y Qg. Deben ser ritmos de producción, no volúmenes.
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)	
Insuficiente	Comentario: Verificar la congruencia entre el horizonte de tiempo mostrado en el objetivo y el utilizado para obtener las estimaciones. Esta observación no fue atendida en la revisión del documento.
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	

Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Suficiente	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
8. Medio Ambiente	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

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

- 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 (SHCP, 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.

I. Evaluación de la factibilidad

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

- a) Estratégicos.
- b) Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- c) Económicos.
- d) Ambientales.
- e) Seguridad industrial.

a) Aspectos Estratégicos

i. Análisis de alternativas.

- a) Pemex señala, que contar con personal de compañías con amplia experiencia en la aplicación de las tecnologías de la terminación, deberá ser una garantía de la respuesta de los sistemas instalados en los pozos. Todos los equipos, materiales y servicios deberán de cumplir con información de certificación de calidad, seguridad, confiabilidad, costo, experiencia del personal en el manejo, riesgo, casos de éxito, con la intención de llevar a cabo un proceso de mitigación de la incertidumbre.

Por lo que esta Comisión considera necesario que Pemex informe a la CNH sobre las acciones de contratación y administración contempladas para la ejecución de cada uno de los componentes relevantes del proyecto, como son: equipos de perforación, perforación y terminación de pozos, estación de acondicionamiento de gas, monitoreo de la operación, etc.

ii. Formulación del proyecto

- a) 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.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) Es necesario que Pemex presente el modelo actualizado derivado de los resultados del pozo delimitador, ya que como lo señala el mismo Pemex en el documento del proyecto, se podrán establecer las bases para diseñar un plan óptimo de desarrollo para el campo, así como obtener información litológica, sedimentológica, petrofísica y de velocidades de la columna geológica del área que permitan actualizar los modelos geológicos y petrofísicos hasta ahora existentes (2010).
- b) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable. 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.

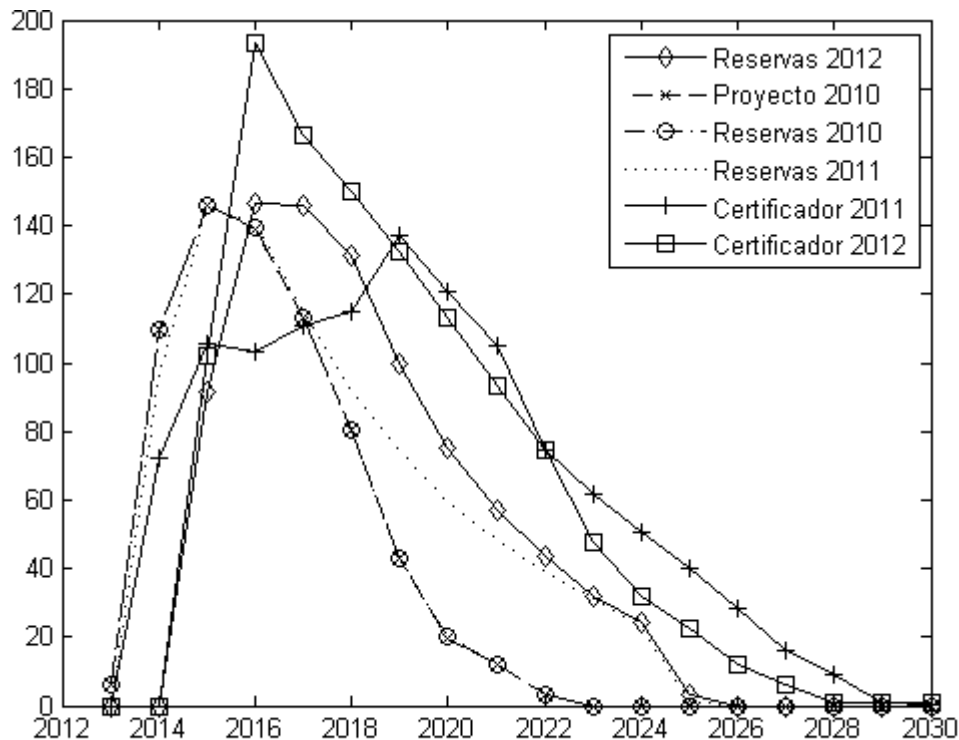
ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P del proyecto representan el 1.8% de las reservas totales de gas natural de la nación.
- b) La Comisión recomienda a Pemex realizar un comparativo, entre la información generada por el Modelo Integral de Activo (MIA), sobre los resultados del cálculo del Volumen Original (percentiles 10, 50, 90, media, desviación estándar, etc.) y el valor de las reservas al 1 de enero del 2010 (determinista), al igual que el factor de recuperación; adicionando la información necesaria para reducir las incertidumbres asociadas de los

parámetros del mismo, y generar un análisis de sensibilidad para identificar las variables de mayor impacto del volumen original.

- c) Se recomienda que Pemex observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- d) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en la gráfica siguiente.

Figura 4. Perfiles de producción de gas para el proyecto Lakach, mmpc.



Por lo que el proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

- e) Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto
- f) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren de los estimados por Pemex en sus reservas al 1 de enero del 2010.

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) Para apoyar la estrategia de explotación del campo, la Comisión considera necesario que se cuenten con perfiles de producción y de presiones, por lo tanto se debe incluir un programa de toma de información donde se pueda reducir la incertidumbre en la presencia de acuíferos, y las propiedades del yacimiento, de modo que se pueda estimar el comportamiento y contribución de cada uno de los mecanismos de producción presentes en el yacimiento.
- b) Pemex deberá presentar las características generales y el procedimiento de validación de los modelos dinámicos de yacimientos y de la red superficial utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos del proyecto, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- c) Debido a que en el documento presentado a la Comisión se reporta un análisis PVT con muestras de gas de separador, con el cual se realiza el modelado del PVT a temperatura de yacimiento. La CNH considera que se deben obtener muestras de gas a condiciones de yacimiento, y análisis PVT que sean representativos de cada formación productora del proyecto.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en el campo se agotaron todas las posibilidades de explotación.

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, y estudios de productividad.

- 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.

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.

vi.2 Manejo de la producción.

De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura 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) Pemex señala que está tomando en cuenta lo considerado en 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 con el objeto de monitorear las condiciones del sistema submarino de producción, en cada línea de interconexión (Jumper) de los árboles submarinos se colocarán medidores de flujo de gas húmedo que permitirán el monitoreo continuo de la producción de cada pozo.

En el documento presentado a la CNH se hacen referencia que el diseño de la Estación de Acondicionamiento de Gas de Lakach (EAGL) considera sistemas, equipos e instrumentación de campo necesarios para operar y manejar la producción de gas de manera continua y segura.

La estación de acondicionamiento de gas Lakach (EAGL), contará con puntos de medición y control de calidad.

Asimismo, Pemex comenta que en los árboles submarinos se instalarán sensores de presión, temperatura y erosión entre otros para monitorear en tiempo real las condiciones de operación de cada pozo además se consideran medidores de flujo de inyección de químicos.

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 del campo y por lo tanto del proyecto.

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

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

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

- 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.

c) Aspectos Económicos.

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 2, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto. El objetivo es determinar si el proyecto Lakach 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 hidrocarburos, 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 condensado igual a 74.26 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.93 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.
- El factor utilizado para convertir a barriles de petróleo crudo equivalente fue de 5000 pies cúbicos por barril de petróleo crudo equivalente.
- El régimen fiscal vigente para los proyectos de aguas profundas en la Ley Federal de Derechos contempla un esquema particular.
- Se aplica una tasa de 30% sobre el valor de la producción total de Hidrocarburos para estimar el Derecho Especial; una vez que la producción acumulada supera 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), la tasa a aplicar asciende a 36%.
- Dado que el valor del barril de petróleo crudo equivalente rebasa los 60 USD se estima el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos.
- La inversión canalizada a producción y desarrollo se deduce totalmente en 6 años.

- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada para el Presupuesto de Egresos).

En la Tabla 7 se muestran los indicadores económicos.

Tabla 7. Alternativa 2. Indicadores económicos.

Indicadores económicos		Antes de impuestos	Después de impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN	14,299	5,749	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI	13,867	13,867	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI	1.03	0.41	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C	1.90	1.24	peso/peso

- 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.
- Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 2 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y los mejores indicadores.
- En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

d) Aspectos Ambientales

De la información presentada por Pemex en relación con esta componente, se señaló que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Lakach”.

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

- Oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA-DG-1716.09 de fecha 24 de abril de 2009, 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 “Proyecto Lakach” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y que contempla principalmente:

Como componentes:

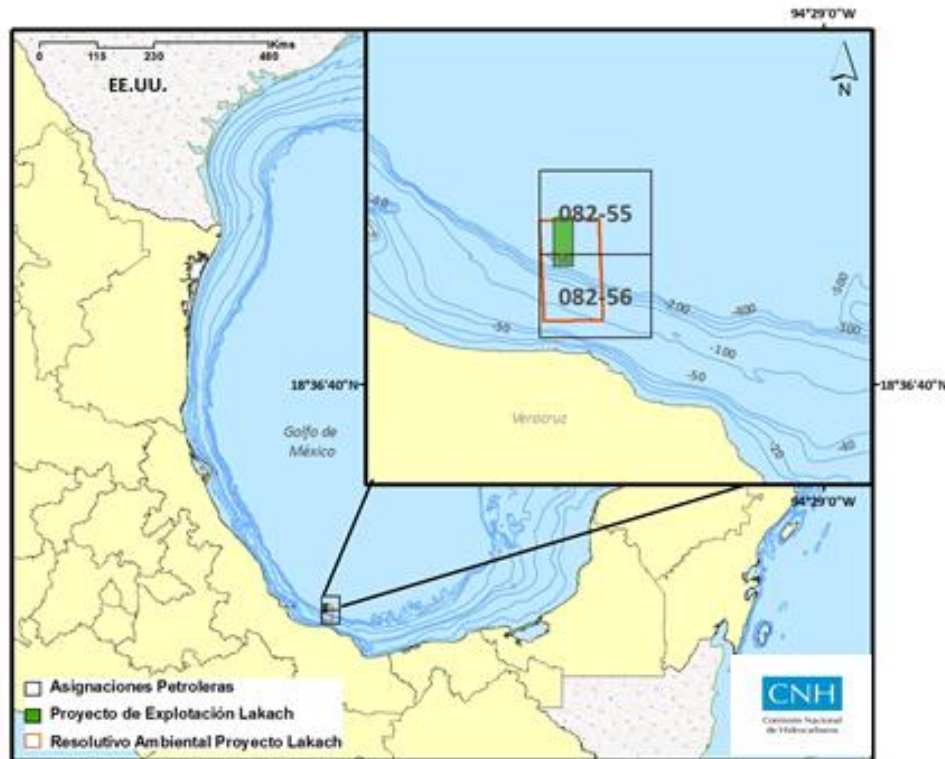
- 8 Cabezales de Pozo
- 8 Árboles submarinos horizontales de 10,000 psi
- 13 bajantes o jumpers
- 8 Líneas de transmisión PLETS
- 2 Líneas de flujo
- 1 Sistema de control Eléctrico-Hidráulico Multiplexado
- 2 Unidades de distribución submarina (SDU)
- 1 Umbilical
- 6 Unidades de Terminación (UTA)

Como actividades:

- Traslado, localización y posicionamiento de plataformas semisumergibles y embarcaciones, así como dragados
- Caminos de acceso para DDV de ductos y centro de proceso terrestre
- Perforación y terminación de pozos

- Instalación de infraestructura submarina y ductos marinos y terrestres
- Construcción de centros de proceso (obra civil, estructural electromecánica, etc.)
- Explotación de pozos
- Distribución de hidrocarburos por ductos marinos y terrestres
- Proceso y acondicionamiento de hidrocarburos
- Mantenimiento de instalaciones submarinas y terrestres
- Retiro, recuperación y traslado de equipos submarinos
- Taponamiento de pozos
- Desmantelamiento y sellado temporal y/o definitivo de infraestructura marina y terrestre

Figura 5. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones solicitadas por Pemex para el Proyecto de Explotación Lakach.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 5, las áreas 082-55 y 082-56 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

Cabe destacar, que a pesar de que las asignaciones petroleras que Pemex solicita se encuentran amparadas parcialmente en términos areales; el área correspondiente al Proyecto de Explotación Lakach se encuentra en su totalidad dentro de la poligonal ambiental del oficio resolutorio.

Se recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades y/o la vigencia de las autorizaciones actuales.

- b) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas de las poligonales ambientales correspondientes a los oficios resolutorios mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- c) Los oficios resolutorios 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 Lakach, 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 resolutorios correspondientes al Proyecto de Explotación Lakach.
- d) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

e) Para el Proyecto de Explotación Lakach, Pemex no está considerando solicitar las asignaciones petroleras 081-56 y 081-57, en las cuales se encuentran programada la instalación de infraestructura, como por ejemplo: la estación terrestre de proceso para el acondicionamiento de gas.

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

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

- **Identificación de Riesgos.**

Pemex menciona que en lo referente a la identificación de riesgos operativos, que el alcance de la identificación cubrió preliminarmente todo el ciclo de vida del proyecto y consideró los riesgos que pudieran afectar a los pozos, infraestructura submarina, ductos y la estación de acondicionamiento de gas.

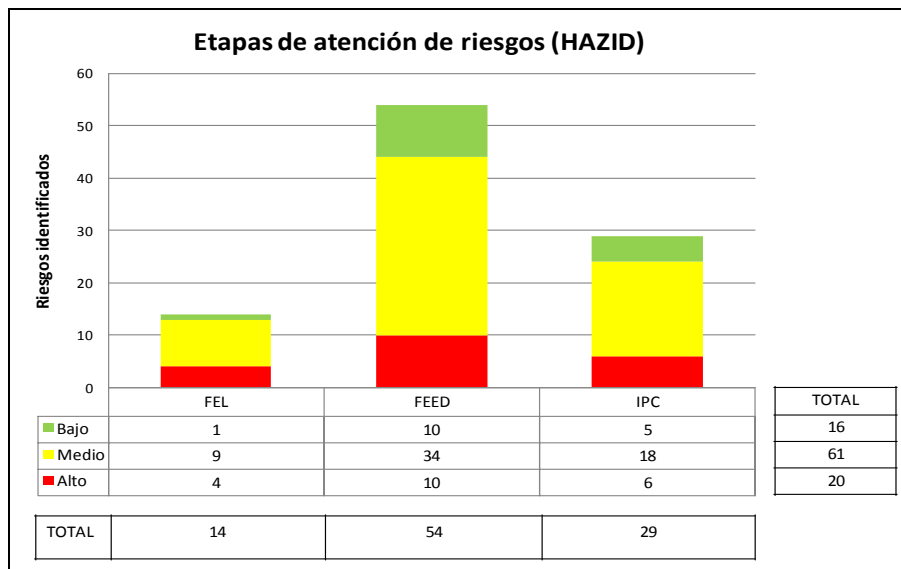
Para el análisis de peligros y riesgos se utilizaron las metodologías HAZID, una herramienta que utiliza un enfoque estructurado para la identificación de peligros, sus consecuencias, posibles mitigantes y su clasificación con base en su severidad y probabilidad (Tabla 8).

Tabla 8. Clasificación de riesgos y recomendaciones.

Eventos de riesgo	Alto	Medio	Bajo	Total
Riesgos identificados	9	70	18	97
Recomendaciones emitidas	39	131	29	199

Con la finalidad de prevenir y/o controlar los riesgos identificados Pemex está estableciendo programas de atención de cada una de las recomendaciones a acuerdo a la etapa del proyecto que aplique y por medio de talleres se mantiene el control del registro de riesgos, en el cual se documentan las medidas implementadas y se incluyen nuevos riesgos identificados como resultado de los análisis de riesgos periódicos o de las actividades de seguimiento (Figura 6).

Figura 6. Etapas de atención de riesgos.



- **Evaluación de Riesgos.**

Pemex afirma que dado que el proyecto se encuentra en etapa de Conceptualización (FEL-II), aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos. No obstante, menciona que en la siguiente fase del proyecto (definición) se contará con mayor detalle de los procesos operativos para poder efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre de los riesgos operativos, actividad que se contempla realizar durante la ingeniería básica por medio de la metodología HAZOP.

Por lo anteriormente señalado, 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 adicionalmente a la ya presentadas, 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.

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

Por otro lado, la CNH recomienda revisar lo establecido en la norma API RP 75, toda vez que Pemex busque seguir las mejores prácticas internacionales en materia de administración, gestión y control de operaciones costa dentro.

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

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 la norma API 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.

g) Pemex afirma que dado que el proyecto se encuentra en etapa de Conceptualización (FEL-II), aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos, sin embargo el Proyecto Lakach está catalogado como de explotación por lo que las actividades de seguridad industrial antes mencionadas debieron avanzar junto con el desarrollo del mismo, lo cual no justifica que no sea entregada la identificación de riesgos operativos. Esta Comisión recomienda que Pemex regularice y manifieste a detalle la documentación relativa a la identificación y evaluación de riesgos operativos para la etapa actual del proyecto.

h) Aunado a lo anterior, y de acuerdo a la Resolución CNH.12.001/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) da a conocer las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos (PEMEX) y sus organismos subsidiarios, para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas, Pemex deberá:

- Contar con capacidad operativa y en infraestructura, ya sea propia o adquirida mediante contratación de bienes o servicios para realizar las actividades propias del proyecto.
- Contar con organización y estructuración de la normatividad, estándares y procedimientos internos para la mitigación de los riesgos y consecuencias inherentes a las actividades mencionadas.
- Actualizar y verificar constantemente la normatividad interna.
- Contar con la suficiencia organizacional y de coberturas financieras contingentes.
- Contar con planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros para las actividades mencionadas del proyecto.
- Contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, entre otros.
- Contar con procesos, procedimientos y normatividad totalmente auditables.

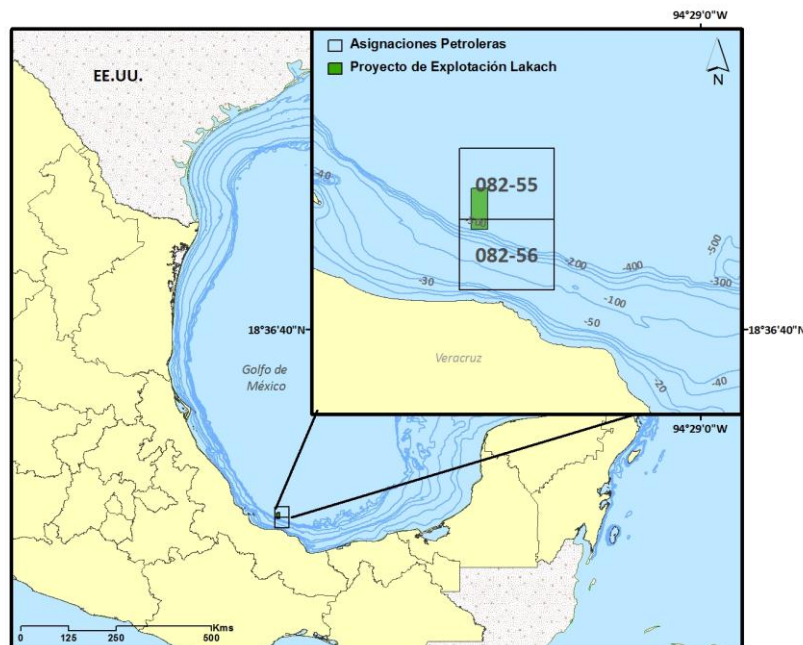
VII. Conclusiones

Conforme a la información que fue recibida en esta Comisión, el grupo de trabajo dentro del marco de sus atribuciones concluyó la revisión del Proyecto de Explotación Lakach asociado a las asignaciones petroleras números 1616 y 1619, que la SENER considera como áreas 082-55 y 082-56, procediendo a la elaboración del presente dictamen técnico del proyecto.

Con base en lo anterior, se determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como no favorable al Proyecto de Explotación Lakach.
- b) Se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 1616 y 1619, que la SENER considera como áreas 082-55 y 082-56. Figura 7.

Figura 7. Asignaciones Petroleras del Proyecto de Explotación Lakach.



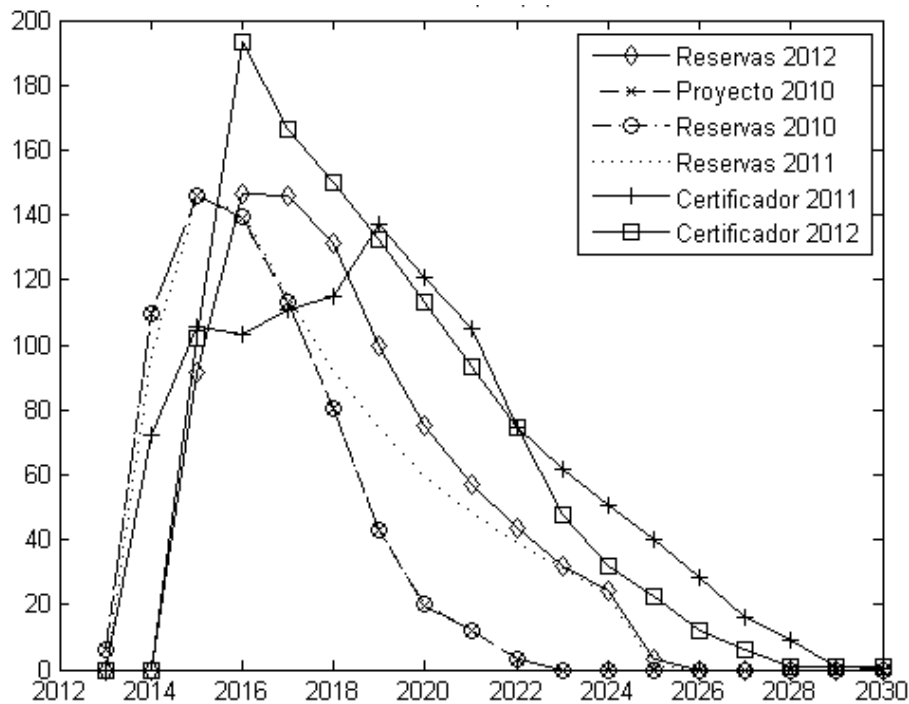
- c) La opinión a las asignaciones petroleras y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

VIII. Dictamen

Se reconoce por parte de este Órgano desconcentrado, el trabajo realizado por el operador en relación al desarrollo del Proyecto de Explotación Lakach, hasta la etapa de Conceptualización, sin embargo para este tipo de proyectos se requiere terminar la etapa de Definición, por lo tanto derivado del análisis del proyecto presentado por parte de Pemex, se dictamina el mismo en sentido no favorable, principalmente por las siguientes razones:

1. Los valores de reservas de gas señalados en la documentación del proyecto que se presenta a dictamen no son consistentes con las cifras que PEP ha remitido para sustentar sus estimaciones de reserva. Se presentan grandes diferencias en las diferentes estimaciones. Es necesario que los pronósticos sean revisados y ajustados conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas.

Figura 8. Perfiles de producción de gas del proyecto Lakach, mmpc.



2. La Comisión considera que deben obtenerse muestras de gas a condiciones de yacimiento y realizar análisis PVT que sean representativos de cada formación productora del proyecto. Lo anterior, debido a que en el documento presentado por PEP a la Comisión se reporta un análisis PVT con muestras de gas de separador, con el cual se realiza el modelado del PVT a temperatura de yacimiento.
3. Es necesario que Pemex informe si los resultados del pozo delimitador generaron cambios en la estrategia de desarrollo del proyecto, ya que se describe en el documento que sustenta la solicitud de asignaciones, dichos resultados establecen las bases para diseñar un plan óptimo de desarrollo para el campo, así como obtener información litológica, sedimentológica, petrofísica y de velocidades de la columna geológica del área que permiten actualizar los modelos geológicos y petrofísicos existentes hasta ese entonces(2010).
4. En el informe técnico-económico presentado, Pemex señala que el Proyecto de Explotación Lakach inició la etapa de visualización en el año 2008 y la etapa de conceptualización en el año 2009, la cual finalizaría en el 2010; en el 2011 se realizaría la etapa de definición y el desarrollo en el periodo del año 2012 al 2014, programando la explotación en el lapso comprendido entre los años 2014 y 2023, y el abandono del campo en este último año.

Al respecto, la Comisión considera que la versión que Pemex envió no contiene el nivel de madurez dentro de la fase de diseño para un proyecto de aguas profundas ni cubre los elementos suficientes para el otorgamiento de recursos financieros para su ejecución.

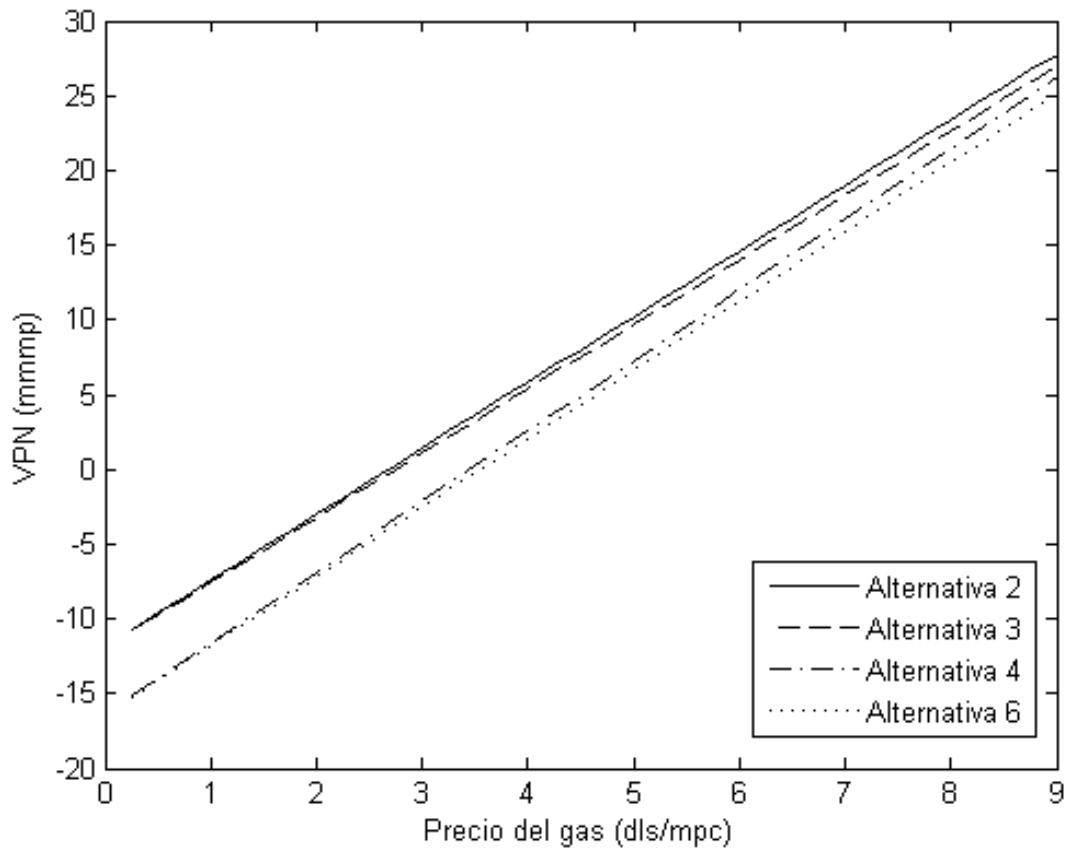
Esta Comisión requiere los documentos de las fases de Visualización, Conceptualización y Definición para poder redictaminar este proyecto.

5. Esta Comisión considera la versión presentada aún no cuenta con elementos suficientes para un adecuado proceso de identificación de riesgos operativos, dado que está

describe la etapa de Conceptualización (FEL-II). No obstante, el operador menciona que en la siguiente fase del proyecto (Definición) se contará con mayor detalle de los procesos operativos para efectuar un análisis y evaluación con mayor certidumbre de los riesgos operativos, actividad que se contempla realizar durante la ingeniería básica, por medio de la metodología HAZOP.

6. El valor presente neto (VPN) antes de impuestos, estimado del proyecto para la alternativa de explotación seleccionada por Pemex es positivo, sin embargo, el Proyecto Lakach pudiera no ser rentable si se utilizarán las proyecciones de precios para el gas natural de diversas agencias internacionales, donde sus estimaciones en el contexto internacional son de alrededor de 2.5 dólares por millar de pie cúbico.

Figura 9. Antes de impuestos.



Con base en lo anterior, la Comisión recomienda que PEP realice un análisis detallado sobre la planeación del proyecto, en alcance o en las etapas de desarrollo, de manera que pueda incrementar la rentabilidad del proyecto.

7. Pemex no considera solicitar las asignaciones petroleras 081-56 y 081-57, en las cuales se encuentra programada la instalación de infraestructura, como la estación terrestre de proceso para el acondicionamiento de gas.

En relación con esta observación cabe destacar que el artículo 13 del Reglamento señala, en lo conducente que: *“...Los proyectos de explotación petrolera, comprenderán los estudios, las obras y los trabajos destinados a la extracción de petróleo y gas natural, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su venta de primera mano o a su enajenación a otro organismo descentralizado o a una persona moral controlada por Petróleos Mexicanos o por sus Organismos Subsidiarios”.*

Asimismo, las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Asignaciones Petroleras, emitidas por la SENER, en su artículo 3, fracción II, dispone que una asignación petrolera de exploración y explotación es *“aquella que se otorga para realizar estudios, obras, perforaciones de pozos exploratorios o desarrollo y demás trabajos necesarios para la exploración y explotación, incluyendo actividades de proceso, transporte y almacenamiento, anteriores a su enajenación a otro organismo descentralizado o a personas morales controladas por Pemex, que integra un Proyecto de explotación, de los referidos en el artículo 13 del Reglamento”.*

Por lo señalado, Pemex debe incluir las asignaciones petroleras donde será instalada la infraestructura del proyecto en la nueva versión de solicitud de asignaciones.

8. El proyecto no presenta una estrategia de administración con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia debe incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de:

- i) Actualización de los modelos de simulación.
- ii) Definición de los métodos de recuperación a implementar en el campo del proyecto.
- iii) Nivel de detalle de las ingenierías para la infraestructura de explotación.
- iv) Optimización de infraestructura de producción.
- v) Acciones de contratación y administración contempladas para la ejecución de cada una de las componentes relevantes del proyecto.
- vi) Sistema de seguridad en los pozos e instalaciones de acuerdo a las mejores prácticas internacionales.

En este sentido la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del Proyecto de Explotación Lakach en la que sean tomadas en cuenta las observaciones contenidas en el presente documento.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

Como se establece en la Resolución CNH.09.001/10, las opiniones que en materia de asignaciones petroleras emita la CNH, podrán ser favorables, favorables con condicionantes o no favorables.

En términos de los comentarios y conclusiones se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números 1616 y 1619, que la SENER considera como áreas 082-55 y 082-56.