



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN TÉCNICO DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN AYIN-ALUX

MAYO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	12
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	18
A) UBICACIÓN	18
B) OBJETIVO	19
C) ALCANCE	19
D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	23
E) INDICADORES ECONÓMICOS	24
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	26
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	27
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	30
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	31
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS.	31
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	31
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	31
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	32
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	32
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	33
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	36
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	36
v. <i>Productividad de pozos.</i>	37
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	37
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada.</i>	40
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	41
D) ASPECTOS AMBIENTALES	43
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	47
VII. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
VIII. SOLICITUDES A LA SENER	54
IX. OPINIÓN.....	59
ANEXO I.....	60

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 Ayin-Alux.

El proyecto de explotación Ayin-Alux es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Litoral de Tabasco, 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 la asignación petrolera: 253, que la SENER considera como área 089-55, mediante oficio No. PEP-SRMSO-016/2011 del 31 de marzo de 2011 y recibido en la Secretaría el 14 de abril de 2011.

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

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

1. Oficio No. 512.196-11 de fecha 20 de abril de 2011, recibido en la Comisión el 25 de abril de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la SENER, por el que esa dependencia remite la siguiente información:
 - Información técnico-económica del Proyecto.
 - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.

2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2010 (sic), recibido en la CNH el 28 de enero de 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 de 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía dos discos compactos con los archivos electrónicos de la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
4. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el 29 de junio de 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación. Así como el oficio SPE-118/2012 recibido en la CNH el 5 de marzo de 2012, relacionado con los perfiles de producción por campo para los proyectos de explotación.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de explotación***

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

- a) Sistemas artificiales de producción.
- b) Recuperación secundaria y/o mejorada.
- c) Adquisición de información para la actualización de modelos.
- 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 óptima de un plan de desarrollo. Plan que debe abarcar una visión de largo plazo en la que es seguro que la presión de los yacimientos llegue a niveles en los cuales sus pozos dejen de ser fluyentes de manera natural.

- ***Ingeniería de yacimientos***

Derivado de la información proporcionada por PEP esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe actualizar sus modelos 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 aceite del 21.7% y para el gas es de 22%, en un horizonte de planeación a 25 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***

La Comisión considera necesario que Pemex 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.

- ***Seguridad Industrial***

Respecto al estado que guarda la componente de seguridad industrial del proyecto de explotación Ayin-Alux 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 normas API RP 14J y 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 obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en los siguientes proyectos ambientales: “Proyecto Crudo Ligero Marino”, “Perforación, mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino”, “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” y “Proyecto Kuchkabal”.

El área 089-55 cuenta con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

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

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

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

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

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

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

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

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

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, en un lapso no mayor a un año, presente nuevamente para dictamen el proyecto de explotación Ayin-Alux en términos de los lineamientos correspondientes, 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 estimación de reservas 2P de 2010 que reporta PEP en el proyecto de explotación Ayin-Alux presenta diferencias con respecto a la estimación que da soporte al proyecto que se sometió a consideración de la Comisión para dictamen (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**8 y 9). Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Ayin-Alux.

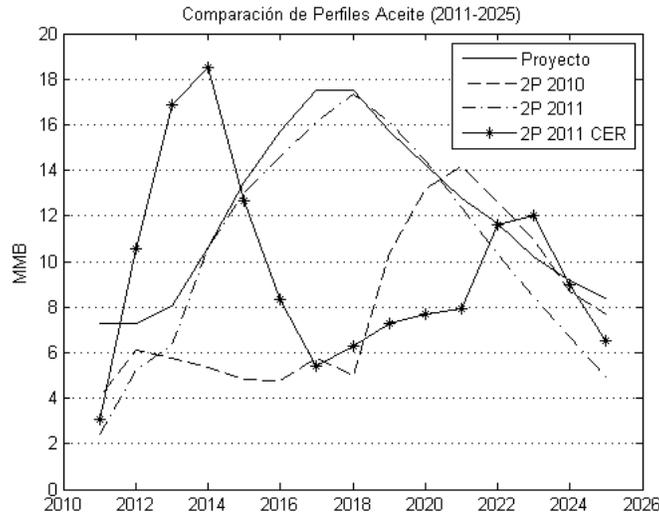
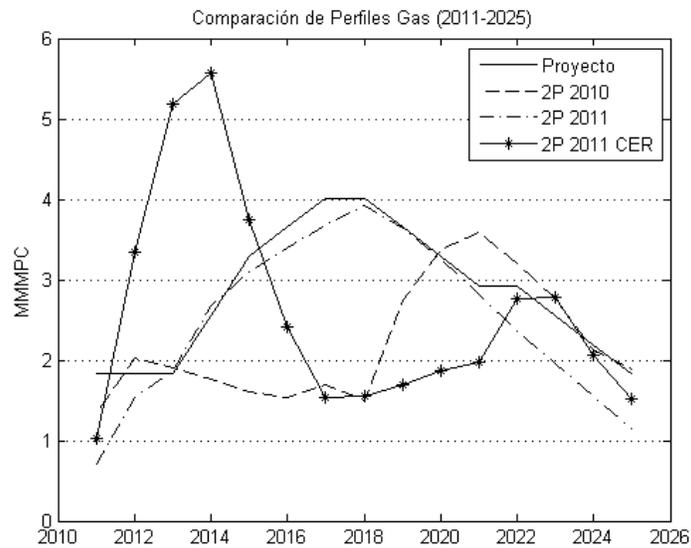


Figura 9. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Ayin-Alux.



Nomenclatura:

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
2. Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.

4. Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
5. Los certificadores de reservas sólo 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 certificados.

- b) Proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
- c) Presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y las estrategias de explotación mencionadas (escenarios).
- d) Presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales de producción, 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 (SHCP).
- e) Asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2030 y después de impuestos a partir del año 2029, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.

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

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

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.

III. Mandato de la CNH

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

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

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

- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.*
- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que *a la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos*

(...) “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.

- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2º: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

- VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que 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 Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, señala lo siguiente:

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

...

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

...

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

...”

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

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

Al respecto, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 22 de septiembre de 2009, estableció un régimen transitorio en materia de asignaciones petroleras, en los siguientes términos:

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

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

***CUARTO.-** Para los efectos del artículo transitorio anterior, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dentro del plazo de un año contado a partir de la fecha de entrada en vigor de este reglamento, revisarán los contratos, autorizaciones, permisos y actos jurídicos*

antes referidos, con el objeto de modificarlos, sustituirlos o solicitar su modificación o sustitución, por otros que guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, si así procede.

QUINTO.- *En materia de asignaciones petroleras:*

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

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

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

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

Para dar atención al régimen transitorio mencionado, SENER, la Comisión y Pemex establecieron un calendario de revisión de las asignaciones petroleras otorgadas con anterioridad a la expedición del RLR27, agrupándolas por proyecto, a efecto de modificarlas, o en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Por lo que esta Comisión es competente para:

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

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

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

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

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

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

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

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

Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por las disposiciones transitorias del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de la Resolución CNH.06.002/09 antes referida.

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

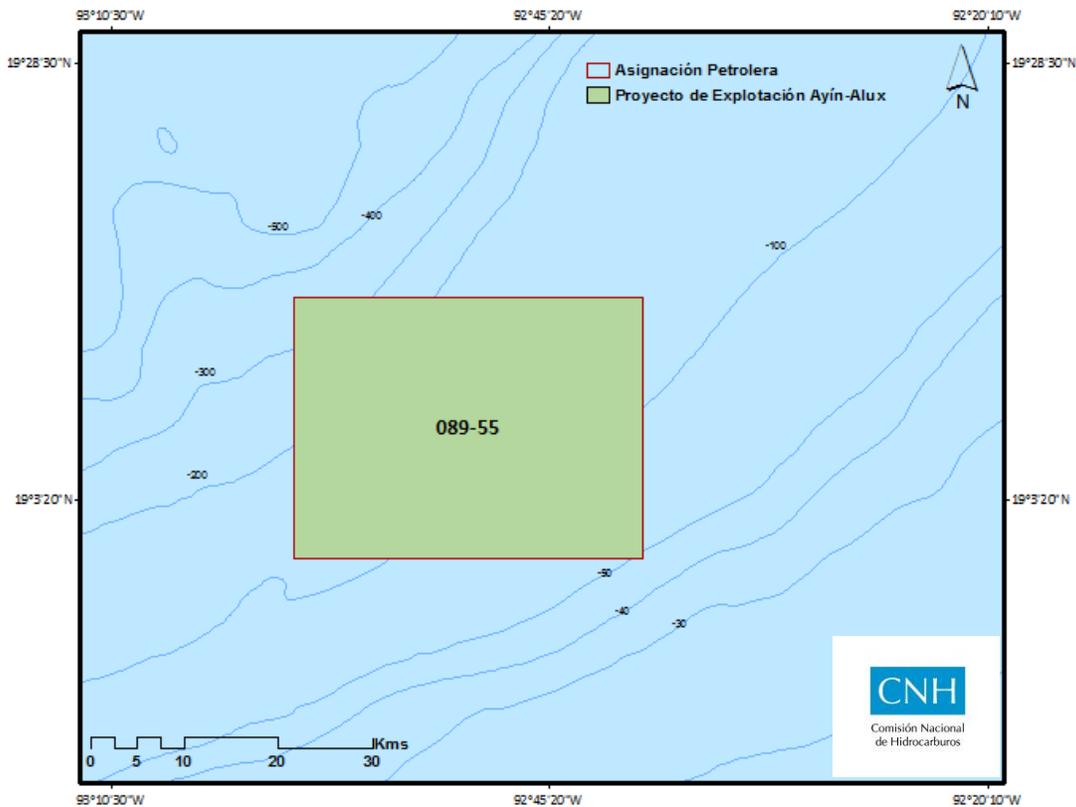
IV. Resumen del proyecto

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. 512.196-11, a continuación se presentan las características principales del proyecto con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación

Los campos Ayin y Alux, se encuentran dentro del área denominada Pilar Tectónico Reforma-Akal en la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 84 km al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco, en tirantes de agua de 176 y 75 metros, respectivamente, Figura 1. El área asignada, donde se localiza el proyecto y el área de estudio, tiene una superficie aproximada de 969.7 km².

Figura 1. Localización del proyecto de explotación Ayin-Alux.



b) Objetivo

El proyecto de explotación Ayin-Alux tiene como objetivo continuar con la explotación en los campos Ayin y Alux a fin de extraer 197.1 millones de barriles de aceite y 46.5 miles de millones de pies cúbicos de gas (206.3 mmbpce) en el periodo 2011-2035.

c) Alcance.

El proyecto de explotación Ayin-Alux realizará la perforación de 7 pozos, 21 intervenciones menores a pozos y la construcción de una plataforma y un oleogasoducto de 24.3 km para la producción de los hidrocarburos, con una inversión de 17,810 millones de pesos.

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

Alternativa 1. *Esta alternativa contempla la explotación de los yacimientos bajo el concepto de recuperación primaria. En el campo Ayin se instalará la plataforma fija Ayin-A donde se perforarán seis pozos con equipo fijo. Para el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo en la plataforma Alux-1A (Alux 12 y Alux 33) con plataforma auto-elevable.*

Se construirá un oleogasoducto de 20" x 24.3 km de Ayin-A al disparo submarino en el oleogasoducto existente Alux-1A hacia la plataforma de Enlace.

Alternativa 2. *La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria. En el campo Ayin se instalará la plataforma fija Ayin-A, donde se perforarán cuatro pozos con equipo fijo de perforación (Ayin 35, 13, 21 y 11) y para la aceleración de la explotación previo a la instalación de dicha plataforma, se pre-perforarán dos pozos con plataforma semi-sumergible e instalación de árboles mojados (Ayin 24 y 33). En el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo (Alux 12 y Alux 33) con una plataforma de tipo auto-elevable.*

Se construirán dos oleogasoductos; uno de 12" x 1 km de los árboles mojados hasta la plataforma Ayin-A y otro oleogasoducto, de 20" x 24.3 km, de Ayin-A hacia el disparo submarino en oleogasoducto Alux-Enlace.

Alternativa 3. La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria, en el campo Ayin se perforarán seis pozos, los cuales consideran arboles mojados y se perforarán a través de una plataforma semi sumergible, en el campo Alux se perforarán 2 pozos de desarrollo (Alux 12 y Alux 33) con plataforma auto-elevable. La producción del campo Ayin se enviará a través de un oleogasoducto de 12" x 1 km de los árboles mojados hasta el barco FPSO y, posteriormente, hacia un buque tanque a través del oleogasoducto de 12" x 1 km. En el campo Alux la producción transportará a través del oleogasoducto de 20" x 22 km hacia Enlace, el cual fue instalado en febrero de 2010.

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

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

Tabla 1. Producción de la Alternativa 1 seleccionada.

Año	Qo (mbd)	Qg (mmpcd)
2011	20	5
2012	20	5
2013	22	5
2014	29	7
2015	37	9
2016	43	10
2017	48	11
2018	48	11
2019	43	10
2020	39	9
2021	35	8
2022	32	8
2023	28	7
2024	25	6
2025	23	5
2026	20	5
2027	16	4
2028	6	1
2029	2	1
2030	1	0
2031	1	0
2032	1	0
2033	0	0
2034	0	0
2035	0	0
Total	197.1 (mmb)	46.5 (mmpc)

En la Tabla 2 se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación total al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del proyecto de explotación Ayin-Alux.

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

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc	(%)	(%)
1P	439.2	119.7	17.7	17.9
2P	795.0	210.5	21.7	22.0
3P	1,131.2	291.4	29.7	29.6

La Comisión observa que el valor del factor de recuperación para la reserva, calculada por PEP, no corresponde al correcto, para el caso del aceite es de 17.63% y para el gas de 16.2%. La Comisión recomienda a PEP que revise el cálculo de dicho factor.

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

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

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

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

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

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, 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 Ayin-Alux se presentan en la Tabla 3.

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

Categoría	Reserva remanente		
	Aceite	Gas	Crudo equivalente
	mmb	mmmpc	mmb
1P	77.6	21.5	81.86
2P	172.2	46.23	181.34
3P	335.82	86.27	352.87

Como se puede observas el valor de 181.34 millones de petróleo crudo equivalente de reservas 2P (referencia que se utiliza para el planteamiento de un proyecto) es rebasado por el volumen de petróleo crudo equivalente que se pronóstica obtener con el proyecto 206.3 millones. Situación que deberá revisarse para determinar si se requieren ajustes en las reservas de los campos de este proyecto.

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2035 en el proyecto es de 17,810 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 5,812 millones de pesos, como se describe en la Tabla 4.

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

Año	Inversión	Gasto de operación
2011	1,535	145
2012	3,177	206
2013	943	233
2014	1,282	325
2015	1,030	398
2016	791	466
2017	774	503
2018	303	487
2019	985	441
2020	734	399
2021	523	367
2022	569	333
2023	443	299
2024	900	274
2025	826	247
2026	629	259
2027	446	212
2028	283	106
2029	327	33
2030	453	24
2031	317	19
2032	325	18
2033	0	19
2034	157	0
2035	60	0
Total	17,810	5,812

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un precio promedio de 68.6 dólares por barril para el aceite y 7.2 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 2011-2035, el proyecto requiere una inversión de 17,810 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 190,160 millones de pesos. El gasto de operación de 5,812 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto. La Tabla 5 muestra las estimaciones de las inversiones, gastos de operación fijos y variables.

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

Año	Gasto de operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Aceite (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (mmpesos)	Flujo de efectivo después de impuestos (mmpesos)
2011	145	1,535	7,009	162	7,171	5,490	583
2012	206	3,177	7,047	163	7,210	3,826	-1,053
2013	233	943	7,693	183	7,876	6,699	1,372
2014	325	1,282	10,140	254	10,394	8,788	1,765
2015	398	1,030	12,578	325	12,903	11,475	2,763
2016	466	791	14,727	387	15,115	13,858	3,656
2017	503	774	16,459	438	16,897	15,620	4,219
2018	487	303	16,305	435	16,740	15,950	4,655
2019	441	985	14,757	393	15,149	13,724	3,502
2020	399	734	13,334	354	13,688	12,555	3,318
2021	367	523	12,032	318	12,350	11,460	3,126
2022	333	569	10,917	288	11,205	10,302	2,740
2023	299	443	9,738	257	9,995	9,252	2,507
2024	274	900	8,524	225	8,749	7,576	1,671
2025	247	826	7,722	205	7,926	6,854	1,504
2026	259	629	6,791	180	6,971	6,083	1,379

2027	212	446	5,532	146	5,678	5,020	1,188
2028	106	283	2,052	51	2,103	1,714	293
2029	33	327	828	19	847	488	-86
2030	24	453	437	10	447	-30	-332
2031	19	317	324	7	331	-4	-229
2032	18	325	241	6	246	-97	-264
2033	19	0	165	4	168	150	36
2034	0	157	0	0	0	-157	-157
2035	0	60	0	0	0	-60	-60
Total	5,812	17,810	185,350	4,810	190,160	166,537	38,098

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

Tabla 6. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN =	75,250	16,184	mmpesos
Valor Presente Inversión	VPI =	9,554	9,554	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN / VPI =	7.88	1.69	peso/peso
Relación Beneficio Costo	B/C =	7.20	0.40	peso/peso

El proyecto obtendría un VPN de 75,250 millones de pesos antes de impuestos y de 16,184 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 se emite en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y atendiendo al régimen transitorio del RLR27,

Adicionalmente, el presente dictamen se emite como resultado de la solicitud de Pemex a la SENER para la modificación o sustitución de asignaciones para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor.

Acto seguido, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el proyecto de explotación Ayin-Alux, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.196-11 respecto de la asignación identificada con el número: 253, que la SENER considera como área 089-55.

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

En términos del procedimiento antes descrito, esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP a través de la SENER, así como la información faltante requerida por esta Comisión, concluyendo que existía suficiencia de información para el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en la tabla siguiente:

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	
Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	

Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:
3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Suficiente	Comentario:
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	

Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Suficiente	Comentario:
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones. Estimación de inversiones	
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.

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

- La documentación de los proyectos de inversión que Pemex presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (SHCP, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente entre sí en cuanto a objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance, a efecto de que permita análisis congruentes respecto de la misma.

VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del proyecto de explotación Ayin-Alux, para lo cual evaluó los siguientes aspectos:

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

a) Aspectos Estratégicos.

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, sistemas artificiales, recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la seguridad, la rentabilidad en el largo plazo.

ii. Formulación del proyecto

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite,

gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.

- b) Para incrementar la reserva del proyecto PEP deberá analizar la factibilidad e implementar métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos del proyecto de explotación Ayin-Alux.
- 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 del proyecto representan el 0.8% de las reservas totales de aceite y el 0.1% de las reservas totales de gas de la nación.
- 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) Debido a que los horizontes presentados en el documento del proyecto de Pemex son diferentes a los de reservas, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025, obteniendo los resultados mostrados en las Figura 2 y Figura 3.

Figura 2. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Ayin-Alux.

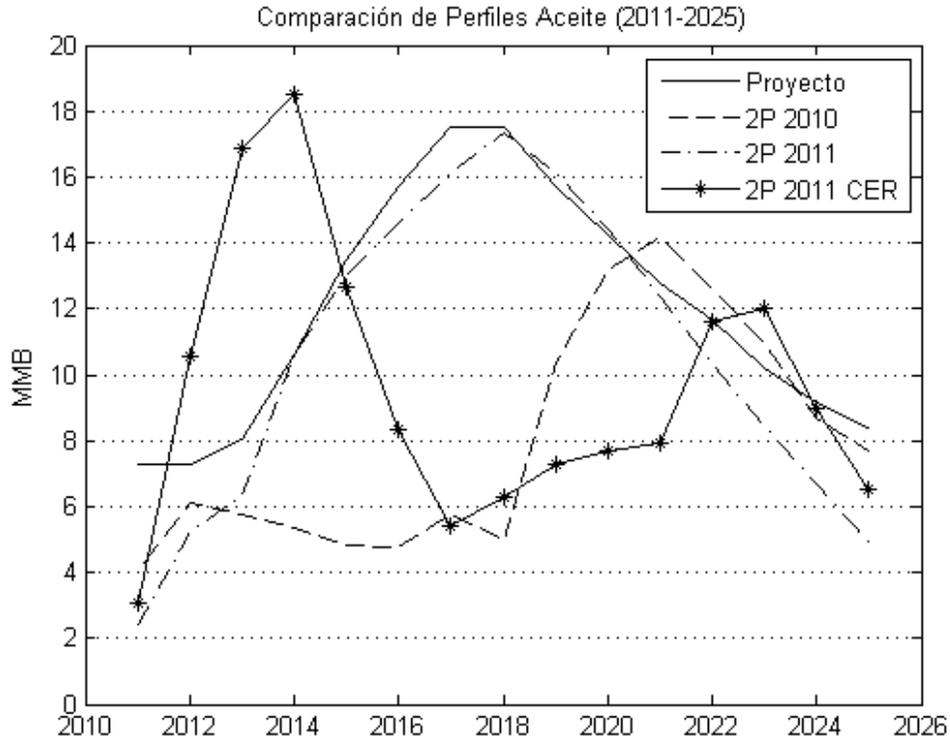
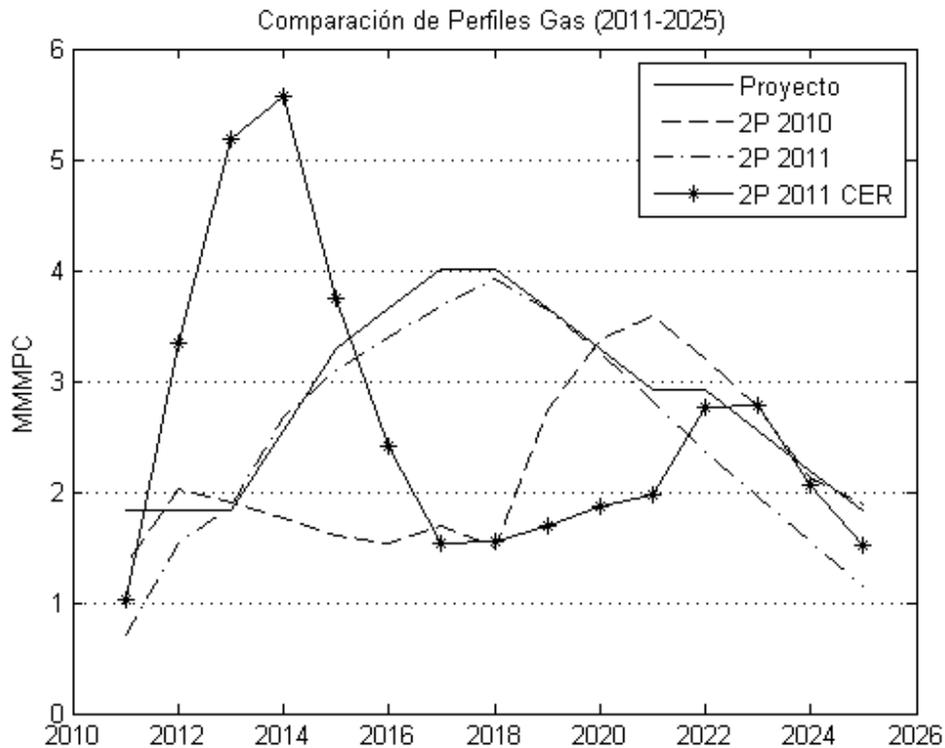


Figura 3. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Ayin-Alux.



Nomenclatura:

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

- 1) Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
- 2) Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
- 3) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
- 4) Los certificadores de reservas sólo 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 certificados.

Es necesario 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) Pemex debe reducir las incertidumbres asociadas de los parámetros del volumen original (la extensión del yacimiento), y generar un análisis de sensibilidad para identificar las variables de mayor impacto del volumen original. También se recomienda adquirir mayor información para reducir las incertidumbres del modelo estático.
- e) 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 de 2010.
- f) 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. Así como estadísticas de campos análogos a nivel mundial, respecto a las características de los campos.

- g) Pemex deberá especificar claramente qué campos están siendo certificados ante un tercero independiente, indicando si estos pertenecen a campos mayores menores u otros y por qué fueron clasificados en estas categorías.

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 que intervienen en la producción de los campos principales, donde se especifiquen los porcentajes de contribución de cada mecanismo.
- b) La Comisión recomienda que se realice un estudio para determinar el volumen actual de aceite del yacimiento, tanto en matriz como en fractura.
- c) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, la Comisión considera necesario que Pemex realice pruebas especiales PVT.
- 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 los modelos de simulación numérica de yacimientos que se tienen, se deben de usar también para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que sean aplicables a los campos.

iv. Intervenciones a pozos.

- a) 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 secundaria y/o mejorada.

v. Productividad de pozos.

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

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, y adicionalmente en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados se debe reducir la incertidumbre en todos los parámetros que describen el flujo entre los sistemas matriz y fractura.

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.

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 el proceso de medición de los fluidos producidos de los pozos inicia con el desvío de la producción de las bajantes hacia el cabezal de pruebas. Éste se encuentra conectado a un separador bifásico convencional donde, de manera independiente, se mide el aceite y el gas a través de medidores de flujo coriolis, para la fase líquida; vortex, para la fase gas; y para el porcentaje de agua, se tiene un sistema de medición en línea con tecnología de microondas.

La plataforma Ayin-A estará provista de infraestructura de comunicaciones necesaria: Lan Switch para integrar la red TCP/IP, Router, antena y radio. Éstas permitirán enlazar la comunicación de esta plataforma satélite hasta una estación maestra ubicada en la Plataforma de Rebombado. Está, a su vez, enlaza la comunicación hasta el Sistema de telecomunicaciones, ubicada en la Terminal Marítima de Dos Bocas a través de ATM, y de aquí al cuarto SCADA del AILT (Sistema Digital de Monitoreo y Control). Se hace notar que existe en operación la plataforma Alux 1A, la cual cuenta con lo antes mencionado.

Pemex comenta también que el centro de control SCADA cuenta con consolas de operación, las cuales tienen pantallas gráficas para cada proceso (gráficos dinámicos), de los sistemas de medición (Presión, Temperatura, niveles, volúmenes producidos calculados por correlaciones, etc.), seguridad, generación eléctrica, luces de ayuda a la navegación y video-vigilancia.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar en todos los puntos técnicamente posibles, la cantidad y calidad de los hidrocarburos, ya que esto será la base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causal 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 de los campos y por lo tanto del proyecto.

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

Dar un seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición 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 lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que, bajo un enfoque integral, busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.

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) En este proyecto no se considera la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en los yacimientos, por lo que la Comisión considera que para incrementar la reserva del proyecto, Pemex debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada en todos los yacimientos del proyecto, e implementar los que aplique. Además, para los procesos de recuperación secundaria y/o

mejorada que apliquen, PEMEX 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 de explotación Ayin-Alux 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 68.6 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 7.3 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.
- 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 hace sobre producción y desarrollo.

En la Tabla 7 se muestran los resultados económicos.

Tabla 7. Alternativa 1. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	mmp	75,250	16,184
VPI	mmp	9,554	9,554
VPN/VPI	peso/peso	7.88	1.69
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	7.02	0.40

(n/d) No disponible

(np) No se presentó en el documento de Pemex

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión, sin embargo, 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.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Antes de impuestos, aunque esta opción no presenta el mayor VPN, sí presenta las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo antes y después de impuestos.
- c) Es importante mencionar que el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2030 y después de impuestos a partir del año 2029. La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro y proponer alternativas que permitan extender los flujos de efectivo positivos del proyecto.

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 cinco diferentes proyectos ambientales: 1) Resolución A.O.O.DGNA.-10555, 2) “Proyecto Crudo Ligero Marino”, 3) “Perforación, mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino”, 4) “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2” y 5) “Proyecto Kuchkabal”.

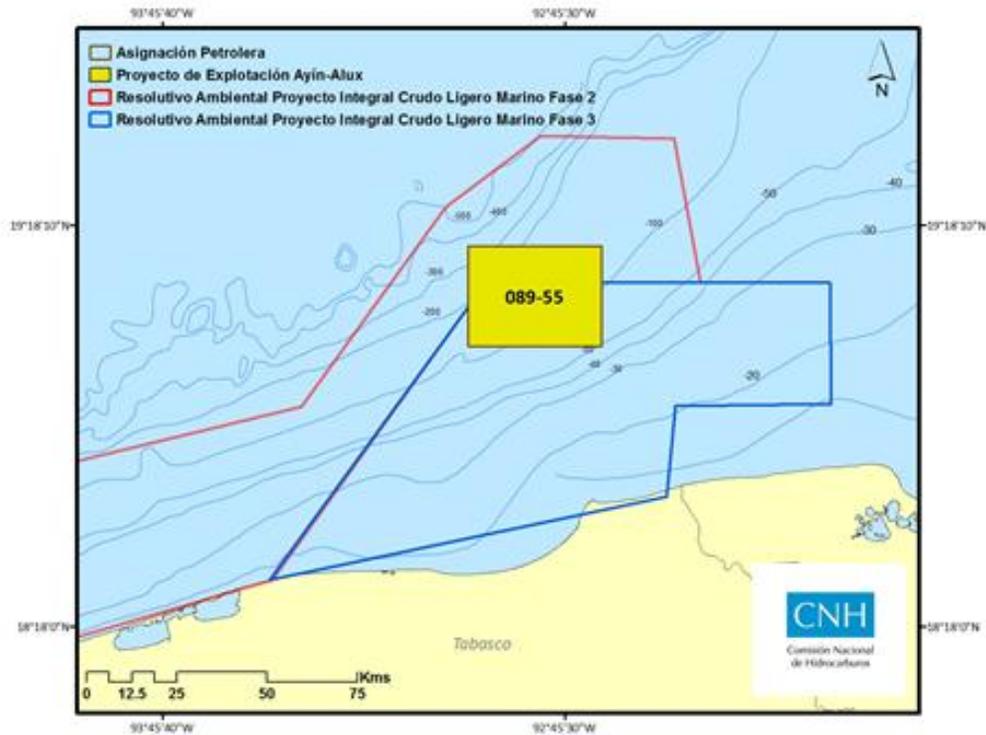
En relación con este proyecto, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

1. Resolución A.O.O.DGNA.-10555 del 17 de noviembre de 1994, por el que la Dirección General de Normatividad Ambiental (DGNA) del Instituto Nacional de Ecología, autoriza de manera condicionada actividades relacionadas con la operación y mantenimiento de 437 pozos.
2. Oficio resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0278.05 de fecha 24 de mayo de 2005, por el que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la SEMARNAT, autoriza de manera condicionada las siguientes modificaciones al “Proyecto Crudo Ligero Marino”:
 - i. Incluir a la plataforma de enlace PE-1, un módulo habitacional con capacidad para 38 personas y equipos adicionales para seguridad y servicios.
 - ii. Perforación de 2 pozos de desarrollo a partir de una plataforma existente.
 - iii. Construcción de 10 plataformas de perforación para la perforación de 35 pozos de desarrollo.
 - iv. Construcción de 4 gasoductos.
 - v. Construcción de 4 oleogasoductos.
3. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/0349/09 de fecha 30 de enero de 2009, por el que la DGIRA de la (SEMARNAT), autoriza de manera condicionada el proyecto “Perforación,

mantenimiento y abandono de los pozos dentro del polígono del Proyecto Crudo Ligero Marino” por un periodo de 2 años, para llevar a cabo la recuperación de 4 pozos exploratorios que resulten productores y perforar pozos de desarrollo a los cuales se les instalará su respectivo árbol de válvulas para que en un futuro se integren a producción.

4. Oficio SGPA/DGIRA/DG/0813/09 de fecha 5 de marzo de 2009, el cual consiste en la modificación del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT-0378.06 de fecha 16 de marzo de 2006, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”. Dicha modificación consiste en cambiar las coordenadas de ubicación del origen que tendrá el oleogasoducto submarino de 20 pulgadas de diámetro y 22 kilómetros de largo; también incluye la instalación de un tramo de ducto de 10 pulgadas de diámetro y 50 metros de longitud.
5. Oficio SGPA/DGIRA/DG/3837/08 de fecha 19 de noviembre de 2008, el cual consiste en la modificación del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT-0378.06 de fecha 16 de marzo de 2006 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”. Dicha modificación consiste en la instalación de 2 plataformas fijas no tripuladas: Bolontiku-C con 6 pozos a perforar y Kab-B; la autorización de 3 oleogasoductos para servicio de transporte de gas/aceite; la perforación de 23 pozos adicionales que se distribuirán en las plataformas Alux-1A, Kab-A, Bolontiku-A, May-B y May-A; y la perforación del pozo exploratorio Tanana-1.
6. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 de fecha 17 de enero de 2006, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Kuchkabal” por un periodo de 15 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo y el cual avala la perforación de 225 pozos exploratorios y 60 delimitadores.

Figura 4. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y la asignación del proyecto de explotación Ayin-Alux.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 4, el área 089-55 se encuentra amparada en su totalidad por las autorizaciones ambientales correspondientes al proyecto. Esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes toda vez que Pemex requiera extender o ampliar las actividades o el área total del proyecto.
- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.

- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Esta Comisión recomienda que Pemex señale en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; con el fin de dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- f) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del proyecto de explotación Ayin-Alux, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión.
- g) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas de las poligonales ambientales correspondientes a los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.
- h) Verificar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al proyecto de explotación Ayin-Alux, no han sido sobrepasadas por las realizadas hasta la fecha.
- i) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el proyecto de explotación Ayin-Alux cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades descritas en los oficios resolutivos correspondientes emitidos por la autoridad en materia ambiental (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, PEP considera las siguientes etapas: desarrollo de campos petroleros (construcción e instalación de estructuras y ductos, perforación de pozos, uso de embarcaciones, maquinaria y equipo); producción y mantenimiento (operación de pozos e instalaciones de explotación, mantenimiento de infraestructura y uso de embarcaciones, maquinaria y equipo); y abandono de instalaciones (desmantelamiento y uso de embarcaciones, maquinaria y equipo).

PEP menciona también que los peligros considerados dentro de las diferentes etapas se pueden agrupar en:

- Manejo de sustancias químicas inherentes al proceso y sustancias auxiliares para el desarrollo del mismo.
- Diseño o manejo inadecuado de estructuras, equipos, instrumentación y herramientas de manejo especial para el proceso.
- Condiciones climatológicas o ambientales adversas.
- Agentes físicos generados del mismo proceso.

El escenario más importante de la parte del análisis cualitativo de riesgos (la identificación de peligros y que es el que puede generar las peores consecuencias) es el escenario de fuga o

ruptura, ya que puede generar eventos tales como derrame, nube tóxica, incendio, explosión, entre otros.

- **Evaluación de Riesgos.**

En la evaluación de los riesgos y peligros identificados, PEP ha identificado los principales riesgos potenciales en operaciones e instalaciones actuales mediante la aplicación de las técnicas HAZOP y Listas de Verificación, realizando la evaluación cuantitativa de riesgos, identificando los accidentes de interés (escenarios), a través de la evaluación de la frecuencia y las consecuencias esperadas de éstos.

Después de evaluar los escenarios para los riesgos de daño al personal, daños a la producción, daño a las instalaciones y daños ambientales, se categorizó el nivel de ocurrencia en alto, medio y bajo.

También mencionan que las actividades que requerirán mayor supervisión y seguimiento se relacionan con la construcción, ubicación, operación y mantenimiento de plataformas. Por tal razón, y como medida preventiva, se considera la aplicación de la normatividad que regula todos los aspectos de los trabajos de perforación, producción y mantenimiento y su supervisión.

Asimismo, para coadyuvar a la adecuada administración del riesgo Pemex establece que cuentan con medidas tales como actualizaciones de planes de respuesta a emergencia, estudios de análisis de riesgo a los diseños de nuevas instalaciones, programas de mantenimiento preventivo para los diferentes equipos y áreas de servicio y construcción, programas de control y transporte de residuos, estrategias de prevención y mitigación de los impactos ambientales, entre otras.

El proyecto involucra la perforación de 7 pozos, 21 intervenciones menores a pozos y la construcción de una plataforma y un oleogasoducto de 24.3 km en el periodo 2011-2035.

Por 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.

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

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.

Asimismo, el sistema de administración integral de la seguridad deberá ser manifiesto y verificable, debe 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.

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

hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, así como también una evaluación socioeconómica que contemple las externalidades negativas.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos y/o guías establecidas en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Se sugiere revisar lo establecido en las normas API RP 14J y 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 posibles.
- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos de explotación sin posibilidades de volver a producir, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Observaciones y recomendaciones

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

- a) Entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) sistemas artificiales iii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto; y iv) optimización de infraestructura de producción.
- b) Describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- c) Se sugiere recomienda que la SENER otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Es necesario que Pemex y/o PEP implementen sistemas de información que permitan a la Comisión, la SENER y demás autoridades competentes, acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- e) 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.
- f) La identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto, debe complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos

establecidos en la normatividad de seguridad, aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Asimismo, tanto para la perforación de pozos, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las normas API RP 14J y API RP 75.

- g) Para la evaluación de los riesgos operativos, Pemex debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificar si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, así como definir claramente el tipo de anomalía (descripción), la prioridad asignada (alta, media o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- h) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- i) 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.
- j) Se deberán documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictamen que haya emitido la Comisión, vigentes en ese momento.
- k) Desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
- l) 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.
- m) Se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen 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.

- n) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.
- o) La Comisión recomienda que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.

VIII. Solicitudes a la SENER

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

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

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

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

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

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

2. La obligación para que Pemex, a través de PEP, en un lapso no mayor a un año, presente nuevamente para dictamen el proyecto de explotación Ayin-Alux en términos de los lineamientos correspondientes, 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 estimación de reservas 2P de 2010 que reporta PEP en el proyecto de explotación Ayin-Alux presenta diferencias con respecto a la estimación que da soporte al proyecto que se sometió a consideración de la Comisión para dictamen (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.8 y 9**). Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite, proyecto de explotación Ayin-Alux.

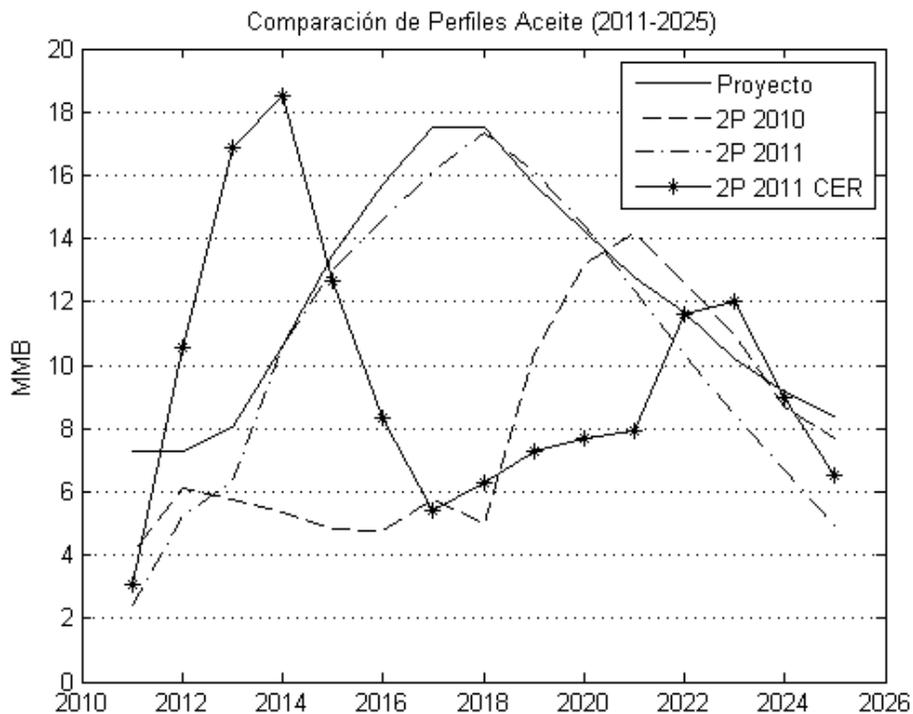
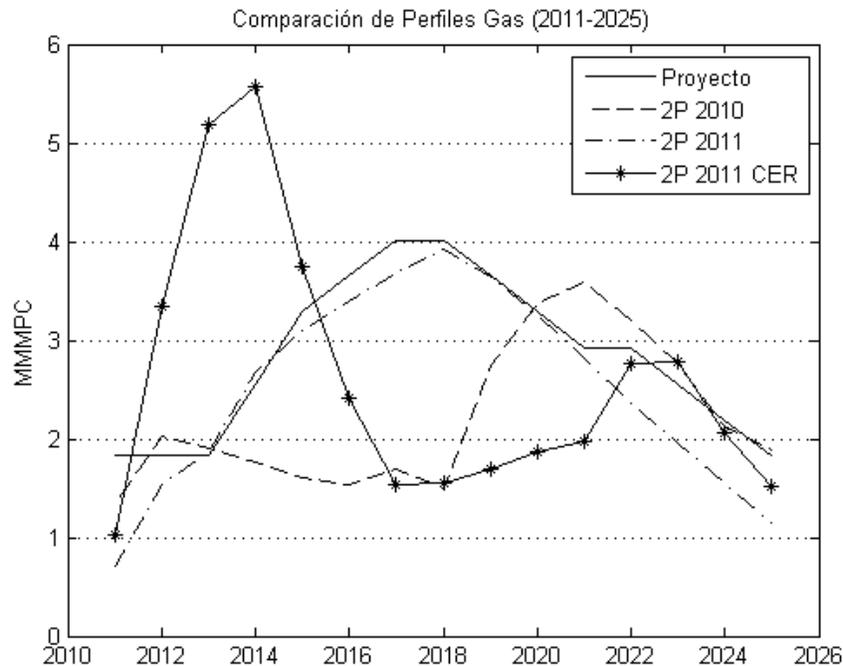


Figura 9. Perfiles de producción de gas, proyecto de explotación Ayin-Alux.



Nomenclatura:

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presenta Pemex, y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011-2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
2. Los valores de Gas 2P 2010 (Evaluación de reservas al 1 de enero de 2010) corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de Gas 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto, corresponden a Gas Producido.
4. Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que puede haber diferencias significativas.
5. Los certificadores de reservas sólo 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 certificados.

- b) Proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador o tercero independiente.
 - c) Presentar un análisis de los factores de recuperación de los campos-yacimientos del proyecto mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados a los mecanismos de producción de los yacimientos y las estrategias de explotación mencionadas (escenarios).
 - d) Presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales de producción, 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 SHCP.
 - e) Asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2030 y después de impuestos a partir del año 2029, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
3. La obligación para que Pemex, a través de PEP, presente para dictamen la nueva propuesta de desarrollo que se consense con el prestador de servicios, para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques que se encuentren en las asignaciones comprendidas en el proyecto de explotación Ayin-Alux que sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual para su evaluación, exploración y/o desarrollo; lo anterior, en caso de que dicha propuesta se

adecue a algún supuesto de modificación sustantiva en términos de los lineamientos correspondientes.

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

4. La obligación para que Pemex, a través de PEP, informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.

IX. Opinión

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

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

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable, en términos del presente dictamen, para la asignación que corresponden a dicho proyecto, número: 253, que la SENER considera como área 089-55, la cual se limita a las actividades relacionadas con el proyecto de explotación Ayin-Alux con base en la información que fue remitida y analizada.

Métricas del proyecto de explotación Ayin-Alux.

PROYECTO DE EXPLOTACIÓN AYIN-ALUX

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	(2016-2035)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	1,535	3,177	943	1,282	1,030	9,843	17,810	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	145	206	233	325	398	4,505	5,812	10
Qo Promedio.	(mbpd)	20	20	22	29	37	-	197.1 (mmb)	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	5	5	5	7	9	-	46.5 (mmpc)	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.	La explotación de los yacimientos será bajo el concepto de recuperación primaria. En Ayin se perforarán 6 pozos con equipo fijo y para el campo Alux se perforarán con plataforma auto-elevable.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	1	0	1	1	2	2	7	NA
Terminación.	(número)	1	0	1	1	2	2	7	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Mantenimiento de pozos.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sísmica.	(km2)	* Pemex	* Pemex	NA					
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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