



**GOBIERNO
FEDERAL**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

DICTAMEN DEL PROYECTO INTEGRAL LANKAHUASA

NOVIEMBRE 2011

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	11
IV. RESUMEN DEL PROYECTO INTEGRAL.....	16
a) <i>Ubicación.</i>	16
A. COMPONENTE DE EXPLORACIÓN.	17
b) <i>Objetivo</i>	17
c) <i>Alcance</i>	17
d) <i>Volumen y Recursos Prospectivos</i>	17
e) <i>Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación</i>	21
f) <i>Indicadores económicos</i>	22
B. COMPONENTE DE EXPLOTACIÓN.	23
a) <i>Objetivo</i>	23
b) <i>Alcance</i>	23
c) <i>Inversiones y gasto de operación</i>	26
d) <i>Indicadores económicos</i>	27
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	29
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	30
i. <i>Componente de Exploración</i>	30
ii. <i>Componente de Explotación</i>	32
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	35
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	37
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS	37
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	37
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	38
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	39
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	39
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	39
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	42
iv. <i>Intervenciones a pozos</i>	43
v. <i>Productividad de pozos</i>	44
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	44
C) ASPECTOS ECONÓMICOS	47
D) ASPECTOS AMBIENTALES	52
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	55
VII. CONCLUSIONES	64
VIII. DICTAMEN	65
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	68

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 Integral Lankahuasa.

El Proyecto Integral Lankahuasa es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un proyecto Integral desarrollado por el Activo Integral Poza Rica - Altamira, para el cual solicitó a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) la modificación de las asignaciones petroleras 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53, mediante oficio PEP-SRN-0930/2010, fechado el 25 de agosto del 2010 y recibido en la Secretaría el día 14 de octubre del 2010.

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

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

1. Oficio No. 512.536-10 de fecha 16 de noviembre del 2010 y recibido en esta Comisión el 17 del mismo mes y año, 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-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto.
3. Oficio SPE- GRHYPE-029/2011 de fecha 14 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-013/2011 y envía la información para los cálculos realizados para las evaluaciones económicas de los proyectos integrales, exploratorios y de explotación.
4. Oficio SPE-369/2011 recibido en la CNH el día 28 de junio del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de explotación.

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

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

II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de exploración***

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de exploración, PEP debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, se presentó la evaluación de dos alternativas de planes de exploración.

En el documento presentado por PEP se señala que debido a que el Proyecto Integral Lankahuasa, se encuentra incluido dentro del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG), por lo que no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del proyecto Programa Estratégico de Gas elaborados por PEP.

A lo anterior, la Comisión considera imperante que PEP registre los cambios que se realicen en los proyectos o en las componentes de los mismos (inversiones, metas y alcance) para poder dar seguimiento, evaluación y transparencia a la estrategia de exploración que se esté ejecutando.

Por otro lado, la actividad exploratoria presentada en el proyecto iniciará hasta el 2019, por lo que se recomienda que Pemex solicite la modificación de las asignaciones petroleras más cerca a la fecha de inicio de actividades, en las que se pudiera contar con tecnologías de interpretación más actualizadas y posiblemente más adecuadas para definir una mejor estrategia exploratoria.

- ***Estrategia de explotación***

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

- a) Explotación submarina en sus diferentes opciones.
- b) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- c) Abandono de campos.

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

- ***Ingeniería de yacimientos***

El organismo descentralizado debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras que permita un mejor proceso de ubicación de pozos y/o la implementación de procesos de recuperación adicional de hidrocarburos.

- ***Volumen original***

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

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

- **Seguridad Industrial**

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

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

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

- **Ambiental**

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto presentado por PEP, se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Marino de la Región Norte”, por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

Las áreas 78-50 y 79-53 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad competente (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto, las áreas 77-50, 77-51 y 78-51, en términos areales, cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental.

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

- **Dictamen**

Derivado del análisis del proyecto presentado por Pemex, se dictamina el proyecto integral Lankahuasa en sentido no favorable, principalmente por las siguientes razones:

- El valor presente neto (VPN) estimado del proyecto, a partir de la alternativa de exploración seleccionada por Pemex, es de 125 millones de pesos después de impuestos, por lo que el proyecto dejaría de ser rentable en caso de que los costos aumentaran en un 2% (dos por ciento).
- En relación con la componente de explotación, se observan inconsistencias en las cifras de hidrocarburos a recuperar entre el proyecto presentado para dictamen y las cifras que PEP entregó a la Comisión para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, la estimación de reservas de gas al 1 de enero del 2010 que reporta Pemex es 97% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Figura 1. Perfiles de producción de gas proyecto integral Lankahuasa.

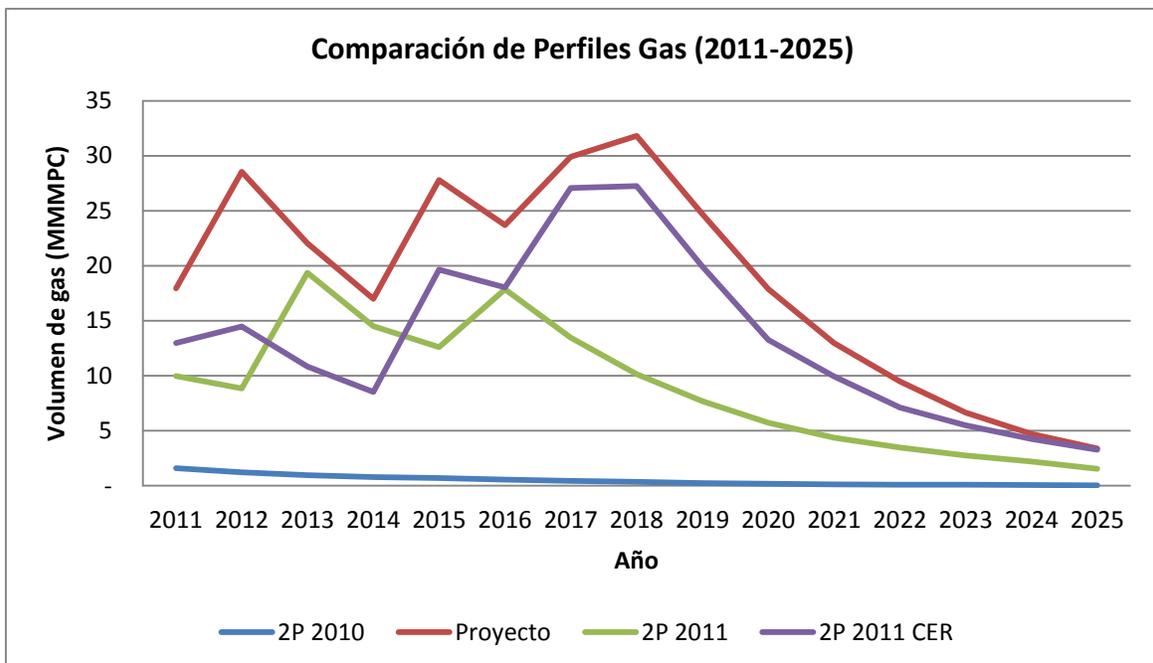


Tabla 1. Reserva de gas proyecto integral Lankahuasa.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	7.4	-97.3%
Proyecto	278.5	N/A
2P 2011	134.5	-51.7%
2P CER 2011	202.1	-27.4%

Nota: El valor del perfil del gas para las reservas del 2010, con un valor de 7.4 mmmpc, proviene de la información enviada por Pemex como parte del proceso de reservas a enero del 2010.

Nomenclatura.

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas proyectos a dictaminar 2010.

Notas:

- 1) Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que 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 PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
 - 3) Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.
- Dentro de las alternativas de explotación del proyecto planteadas por Pemex no se contempla la evaluación de alguna con infraestructura submarina (pozos con árboles submarinos, plets, plems, manifolds, sistema de control, etc.). Asimismo, Pemex considera opciones combinadas y optimizadas, pero no se observa que se hayan evaluado otras opciones fuera de las convencionales, por ejemplo, TLP's con sistemas submarinos y equipo modular arriba u opciones de flujo directo del campo a plataformas existentes conforme al análisis de flujo.

- Las actividades correspondientes a la componente exploratoria están programadas para iniciar hasta el año 2019, momento en el que las condiciones generales del proyecto (inversión, tecnologías, etc.) habrán cambiado.
- Existen flujos de efectivo negativos después de impuestos en algunos años del proyecto, por lo que es necesario que se analicen más alternativas de explotación que disminuyan el riesgo de no ser rentables.

III. Mandato de la CNH

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

“QUINTO.- En materia de asignaciones petroleras:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

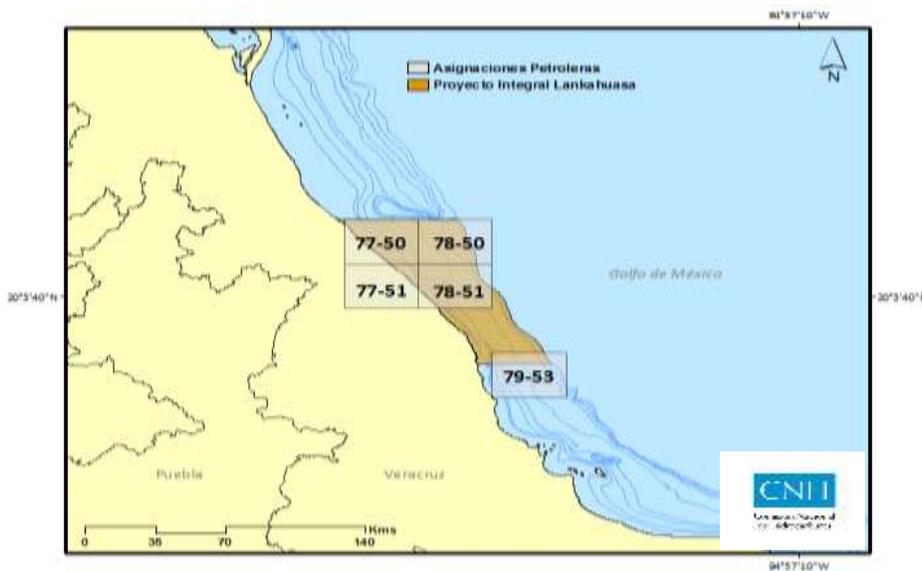
IV. Resumen del proyecto integral

De acuerdo con la documentación del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.536-10, con fecha del 16 de noviembre del 2010, a continuación se describen las características principales del proyecto respecto del cual se emite el presente dictamen. Conviene señalar que al ser un proyecto integral, a continuación se presenta el resumen de las componentes de exploración y explotación se presentan por separado.

a) Ubicación.

Geográficamente el proyecto se localiza al norte del estado de Veracruz, entre los poblados de Tecolutla y Punta Delgada, aproximadamente entre los paralelos 19°40'44" y 20°30'02" de latitud norte, desde la línea de costa hasta la isobata de 500 metros y cubre un área de 3,447 km² (Figura 2).

Figura 2. Ubicación de la componente exploratoria del Proyecto Integral Lankahuasa.



Geológicamente se encuentra en la Plataforma Continental del Golfo de México en la porción SE costa afuera de la Cuenca Tampico-Misantla y comprende parte del segmento terciario progradacional de esta cuenca.

A. Componente de Exploración.

b) Objetivo

Evaluar los recursos prospectivos de gas no asociado y descubrir nuevos campos, con un volumen que varía de 78 mmbpce en el percentil 10 a 394 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 203 mmbpce, en rocas siliciclásticas del Terciario, para el periodo multianual 2011-2026. *Cabe mencionar que las inversiones del proyecto comenzarán hasta el año 2019.*

c) Alcance

El programa operativo considera la perforación de 18 pozos exploratorios y la realización de 18 estudios geológicos y 18 estudios geofísicos, con una inversión total exploratoria de 25,268 millones de pesos.

d) Volumen y Recursos Prospectivos

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, algunos proyectos exploratorios se dividieron en diferentes áreas prioritarias, con base en tres clases de criterios principales: geológicos, operativos y geográficos.

- Para los primeros, se analizaron la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburo esperados y el grado de madurez en el proceso exploratorio, así como el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideró la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para los criterios geográficos se consideraron básicamente las dimensiones del área del proyecto y los tirantes de agua.

Con base a lo anterior, el proyecto se ha dividido en dos áreas: Lankahuasa y Canatla, siendo la primera de ellas la que cuenta con mayor información geológica aportada por los pozos perforados, campos descubiertos y mayor conocimiento de los dos play probados.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto Integral Lankahuasa, se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Lankahuasa	15
Canatla	3
Total	18

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del Proyecto Integral Lankahuasa se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Lankahuasa	620
Canatla	156
Total	776

Los recursos prospectivos a evaluar se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4. Recursos prospectivos a evaluar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a evaluar mmbpce
Lankahuasa	178
Canatla	25
Total	203

A continuación se detalla cada una de las dos alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

Alternativa 1. *Tiene como estrategia, evaluar el potencial de gas y aceite en el mediano y largo plazo y se enfoca a la perforación de aquellas oportunidades exploratorias que presentan las mayores probabilidades geológicas, con la finalidad de incrementar el éxito comercial en cada uno de los plays existentes.*

Prioritariamente se abordará el área Lankahuasa que es la zona aledaña a los campos existentes (Lankahuasa y Kosni), mediante la perforación exploratoria, para aprovechar su cercanía a las instalaciones de transporte.

Posteriormente la estrategia se enfocaría hacia las oportunidades del área Canatla, en la parte sur del proyecto.

Esta opción se evaluó con 18 oportunidades exploratorias, la mayoría de gas seco en plays terciarios, incluyendo oportunidades de aceite correspondientes al play hipotético Cretácico Tamabra marino, con lo cual se evaluaría un recurso potencial medio con riesgo de 203 MMbpce.

La ventaja de contar con campos descubiertos, uno de ellos actualmente en producción, ha permitido construir el modelo geológico a seguir en el resto del proyecto, de tal forma que está reconocido que las arenas de plataforma de edad Mioceno Superior se asocian con la respuesta acústica típica del campo Lankahuasa, por lo que es posible identificar su distribución en zonas aledañas.

En esta opción 1 se considera perforar 18 pozos exploratorios en un período de 7 años (2020-2026), con los que se pretende evaluar un recurso prospectivo medio de 203 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 8,916 millones de pesos, de los cuales 8,328 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 588 millones de pesos están considerados para

inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 3,499 millones de pesos con un índice de utilidad de 0.72 peso/peso.

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 203 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a evaluar para la alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2026
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	29	0	78
media	0	13	20	7	0	23	97	44	203
P ₉₀	0	42	52	18	0	65	195	112	394

Alternativa 2. *La alternativa 2 contempla la evaluación en el mediano plazo del área Lankahuasa, con enfoque a los horizontes tradicionales de los plays establecidos Mioceno Superior y Plioceno Inferior, productores en los campos Lankahuasa y Kosni.*

Asimismo este plan contempla el aprovechamiento de la capacidad instalada de transporte y proceso de gas, considerando prioritariamente las estructuras satélites del campo Lankahuasa, perforables con equipos autoelevables con capacidad para operar en tirantes hasta de 100 m.

En esta opción 2, se considera perforar 8 pozos exploratorios en un período de 6 años (2020-2025) evaluar un recurso prospectivo medio de 82 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 4,378 millones de pesos, de los cuales 3,992 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 386 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 1,098 millones de pesos con un índice de utilidad de 0.43 peso/peso.

Para la alternativa 2, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 82 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos prospectivos a incorporar para la alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a evaluar	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2011-2025
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	17
media	0	13	20	7	0	23	21	82
P ₉₀	0	42	52	18	0	65	51	199

Una vez evaluadas las alternativas para la componente exploratoria, Pemex identificó que la mejor es la 1.

e) Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación

Para la alternativa 1, la inversión para el horizonte 2011-2026 en el proyecto es de 8,916 millones de pesos, de los cuales 8,328 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 588 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2026
Inversión exploratoria	5	690	1040	473	0	1044	4322	1342	8,916
Estratégica	0	643	946	426	0	947	4124	1240	8,328
Pozos ^(a)	0	643	946	426	0	947	4124	1240	8,328
Sísmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estudios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operacional	5	46	93	47	0	96	198	102	588

(a) Incluye la inversión de estudios geofísicos de apoyo a la perforación.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo asociado a la componente exploratoria:

Tabla 8. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	23	1416	10,784
media	0	0	225	1,082	892	327	595	3,026	16,352
P ₉₀	0	0	644	3340	2090	850	1279	4647	23,703

Tabla 9. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2011-2059
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	14	3,122
media	0	0	0	42	105	113	90	144	3,946
P ₉₀	0	0	0	151	274	258	208	308	5,032

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto Integral Lankahuasa en su componente exploratoria, analiza principalmente recursos prospectivos, ingresos, inversión y costo.

A continuación se presenta una tabla con los indicadores económicos de la alternativa seleccionada para ejecutar la componente exploratoria del proyecto:

Tabla 10. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Opción 1 Seleccionada
VPN/VPI	pesos/pesos	0.72
VPN	mmpesos	3,499
Recursos prospectivos	mmbpce	203
Costo de descubrimiento	usd/bpce	3.18

B. Componente de Explotación.

a) Objetivo

Continuar con la explotación y desarrollo de los yacimientos de gas seco contenidos en las formaciones de areniscas de edad Mioceno Superior y Plioceno Inferior (Terciario) de los campos Lankahuasa y Kosni, con unas reservas a explotar de 55.5 mmbpce con este proyecto, en el horizonte 2011-2025.

b) Alcance

La perforación y terminación de 10 pozos marinos, la construcción de 2 plataformas y 2 gasoductos, con una inversión de 5,904 millones de pesos

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

Alternativa 1. *Esta alternativa comprende la perforación de pozos direccionales y horizontales, recuperación de pozos de desarrollo y exploratorios y reparaciones menores.*

Las actividades de explotación que se consideran realizar en esta opción son las siguientes: 10 perforaciones y terminaciones de pozos de desarrollo.

Alternativa 2. *Esta alternativa considera las actividades de la primera, sin embargo, se diferencia de la alternativa 1 por considerar el uso de árboles mojados en lugar de una plataforma fija en el campo Kosni; así como 5 pozos de desarrollo (2 direccionales y 3 horizontales). Todos los pozos se perforarían con equipo semisumergible.*

Esta alternativa se consideró en virtud de que la terminación de los pozos con esta tecnología de vanguardia permite eliminar plataformas superficiales, lo cual se atribuye a que el tirante de agua de 200 m aproximadamente incrementa los costos de construcción, instalación y mantenimiento de plataformas, además aumenta el riesgo de accidentes derivado de las

corrientes submarinas. Por tanto, la aplicación de esta tecnología nos permitiría asegurar la óptima operación del sistema en cuestión de seguridad, sin embargo, la incertidumbre en la disponibilidad de equipo semisumergible en el mercado nos obliga a considerarla como una segunda alternativa.

Alternativa 3. Se consideran las actividades de la primera alternativa, sin embargo se diferencia por considerar el uso de barras espumantes en las 9 sartas de Lankahuasa A durante su vida productiva.

En esta alternativa se considera que los pozos pueden presentar columna de líquidos. Los líquidos se acumulan gradualmente en el fondo del pozo originando que se ejerza una contrapresión sobre la cara de la formación y provocando que el pozo deje de fluir; esto ocurre cuando existe diferencia de velocidades de flujo entre el líquido y el gas que fluyen en una tubería vertical. Para contrarrestar este problema, se propone la aplicación de barras espumantes de manera permanente siendo la única complicación que presenta esta tecnología es de logística, ya que Lankahuasa A no cuenta con la infraestructura necesaria para la automatización de este sistema y lo complicado e inseguro desde el punto de vista de instalación manual aumenta el riesgo operativo, por otra parte, se requiere de transportar las barras semanalmente siendo éste un costo de transporte adicional.

En función a la prueba tecnológica para la recuperación de líquidos realizada en el 2010 a los pozos LK-2 y 22, se aplicó “la inyección de barras espumantes”, con los resultados obtenidos se evaluó el escenario a los pozos productores del campo Lankahuasa, obteniendo un incremento del 17 por ciento de la producción diaria

Una vez evaluadas las alternativas de la componente de explotación, Pemex identificó que la mejor es la 1.

En la Tabla 11, se presenta el perfil de producción de la Alternativa 1.

Tabla 11. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Gasto de gas (mmpcd)
2011	45
2012	78
2013	60
2014	47
2015	76
2016	65
2017	82
2018	87
2019	68
2020	49
2021	36
2022	26
2023	18
2024	13
2025	9
Total Acumulado	277 (mmpcd)

En la Tabla 12 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 Integral Lankahuasa.

Tabla 12. Volumen original de Gas.

Categoría	Volumen original de gas, mmpc
1P	513.1
2P	1065.6
3P	1181.1

Pemex ha reevaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el

análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto Integral Lankahuasa se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Reservas de gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Reserva remanente de gas, mmmpc
1P	79.2
2P	317.4
3P	363.1

c) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2025 en la componente de explotación del proyecto, es de 5,904 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 4,092 millones de pesos, como se describe en la Tabla 14.

Tabla 14. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos de operación (mmpesos)
2011	943	312
2012	355	428
2013	705	309
2014	877	223
2015	1061	358
2016	451	314
2017	728	408
2018	415	461
2019	88	396
2020	70	286
2021	56	208
2022	50	152

2023	39	107
2024	36	76
2025	30	54
Total acumulado	5,904	4,092

Fuente: Pemex

d) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y el gas natural de 5.61 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando un precio promedio del proyecto de 5.7 dólares por millar de pie cúbico para el gas.

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

En el horizonte 2011-2025, la componente de explotación del proyecto requiere una inversión de 5,904 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 21,679 millones de pesos. El gasto de operación de 4,092 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 15. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Ingresos gas	Inversión	Gastos de operación	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos
2011	1,304	943	312	49	-411
2012	2,248	355	428	1,465	692
2013	1,732	705	309	719	123
2014	1,335	877	223	235	-226
2015	2,182	1061	358	763	-5

2016	1,864	451	314	1,099	429
2017	2,330	728	408	1,194	344
2018	2,473	415	461	1,598	670
2019	1,919	88	396	1,435	716
2020	1,395	70	286	1,039	516
2021	1,009	56	208	745	367
2022	739	50	152	536	259
2023	518	39	107	373	178
2024	368	36	76	256	120
2025	263	30	54	178	81
Total 2011 - 2025	21,679	5,904	4,092	11,684	3,853

Fuente: Pemex

Los resultados económicos correspondientes a la componente de explotación del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Indicadores Económicos (mmpesos).

Indicadores económicos	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente neto, VPN	mmpesos	6,072	1,620
Valor presente de la inversión, VPI	mmpesos	4,050	4,050
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.50	0.40
Relación beneficio costo, RBC	peso/peso	1.95	0.74

Fuente: Pemex

El proyecto obtendría un VPN de 6,072 millones de pesos antes de impuestos y de 1,620 millones de pesos después de impuestos.

V. Procedimiento de dictamen

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

A continuación, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto Integral Lankahuasa, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.536-10 respecto de las asignaciones denominadas: 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53.

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

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

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

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

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del presente dictamen, se revisó y analizó la información técnico económica del proyecto, incluyendo los alcances de información adicional requerida por esta Comisión.

De conformidad con el índice de información requerido en la Resolución CNH.E.03.001/10, la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para elaborar el dictamen técnico, conforme a las tablas siguientes:

i. Componente de Exploración

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Insuficiente	Comentario: Calendarizar la información mostrada en esta sección.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y el proyecto presentado a la Comisión.	
Insuficiente	Comentario: Elaborar esta sección acorde a la solicitud. Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	
Suficiente	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
Suficiente	Comentario:

2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
Suficiente	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
Suficiente	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
Suficiente	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
Suficiente	Comentario:
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
Suficiente	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
Suficiente	Comentario:
3. Estrategia exploratoria	
3.1 Descripción de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.2 Estimación de recursos prospectivos, ingresos, inversión y costos. Recursos, reservas e ingresos por localización, inversiones y metas físicas. Para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Diseño de las actividades de exploración	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
Suficiente	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
Suficiente	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
Suficiente	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
Suficiente	Comentario:
5. Plan de ejecución del proyecto	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:

5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
Suficiente	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
Suficiente	Comentario:
6. Seguridad industrial	
6.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
6.2 Evaluación de riesgos operativos (Descripción de observaciones, recomendaciones, así como de 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:
7. Medio Ambiente	
7.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Insuficiente	Comentario: El oficio resolutivo no es concluyente.

ii. Componente de Explotación

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Suficiente	Comentario:
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
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: Es necesario calendarizar la información mostrada en esta sección.
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Insuficiente	Comentario: Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto	

presentado a la Comisión	
Insuficiente	Comentario: Elaborar esta sección. Independientemente de que el proyecto se encuentre avalado por el PEG se requiere mostrar lo que corresponde a este proyecto y fue documentado en el PEG.
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)	
Insuficiente	Comentario: Es necesario presentar a los responsables de las principales componentes (estudios, perforación, seguridad industrial, medio ambiente, etc) del proyecto.
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	
Insuficiente	Comentario: No se presenta información acerca del factor de recuperación.
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)	
Insuficiente	Comentario: Es necesario desglosar la información mostrada en el diagrama de Gantt para conocer la calendarización de cada actividad.
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Suficiente	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
Insuficiente	Comentario: Es necesario detallar la planeación e implicaciones de esta actividad: tareas requeridas, costos, etc.
5. Información económico financiera del proyecto	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	

Suficiente	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
Suficiente	Comentario:
6. Plan de ejecución del proyecto	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fecha de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se debe incluir las actividades de abandono de pozos	
Suficiente	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
Suficiente	Comentario:
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
Suficiente	Comentario:
7. Seguridad industrial	
7.1 Identificación de peligros	
Suficiente	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
Suficiente	Comentario:
8. Medio Ambiente	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
Suficiente	Comentario:

b) Consistencia de la información.

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

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

- La documentación de los proyectos de inversión que PEP presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 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 Integral Lankahuasa, 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, productividad de pozos y mecanismos de producción primaria.
- b) Es necesario incorporar para la componente exploratoria, en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, relacionado a la ejecución del proyecto en caso de tener o no tener éxito en las primeras oportunidades a perforar, considerando los éxitos y fracasos en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado.
- c) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización y el mantenimiento de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad en el largo plazo.

ii. Formulación del proyecto

- a) Las actividades de la componente de exploración del Proyecto Integral Lankahuasa están documentadas ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como un proyecto avalado por el Programa Estratégico de Gas (PEG). Es recomendación de esta Comisión desagregar el proyecto Integral Lankahuasa del proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). Lo anterior, apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de explotación del país.
- b) 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 y tipo de gas, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- 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 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) Por tratarse de un Proyecto Integral, en la componente exploratoria las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 3D, sean integrados a los modelos con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.
- c) Considerando que la información petrofísica es de vital importancia para la caracterización de los yacimientos, elaboración de los modelos estáticos y dinámicos, esta Comisión considera que se debe documentar, para los principales yacimientos de este proyecto, todas las propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, índice de mojabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, entre otras) a nivel de yacimiento.

ii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Las reservas 2P del proyecto representan el 0.36% de las reservas totales de gas de la nación.
- b) La Comisión recomienda que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original determinando los percentiles 10, 50 y 90 del mismo, señalando qué parámetros petrofísicos son los que más impacto tienen al volumen original (análisis de sensibilidad).

- c) El documento del proyecto menciona que se tienen valores de reservas provenientes de los campos Lankahuasa y Kosni, sin embargo en la información de reservas remitida por Pemex para la evaluación de reservas al 1 de enero de 2010 y 2011 no se presenta ningún dato de reservas para el campo Kosni, así como ningún dato por parte de un tercero independiente para dicho campo.
- d) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- e) Se recomienda que se incluya un análisis de los factores de recuperación del campo Lankahuasa y Kosni mostrando un comparativo de los factores de recuperación primarios asociados al mecanismo de producción y la estrategia de explotación mencionadas para el proyecto, asimismo se solicita se proporcione una explicación de por qué no se presentan valores de reservas y su correspondiente plan de explotación del campo Kosni.
- f) La evaluación económica de las reservas al 1 de enero del 2010 presentan valores negativos en sus indicadores VPN y VPN/VPI, lo que por definición no debe ser considerado como reserva a esa fecha.
- g) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la estimación de reservas de gas al 1 de enero del 2010 que reporta Pemex es 97% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Figura 3. Perfiles de producción de gas proyecto integral Lankahuasa.

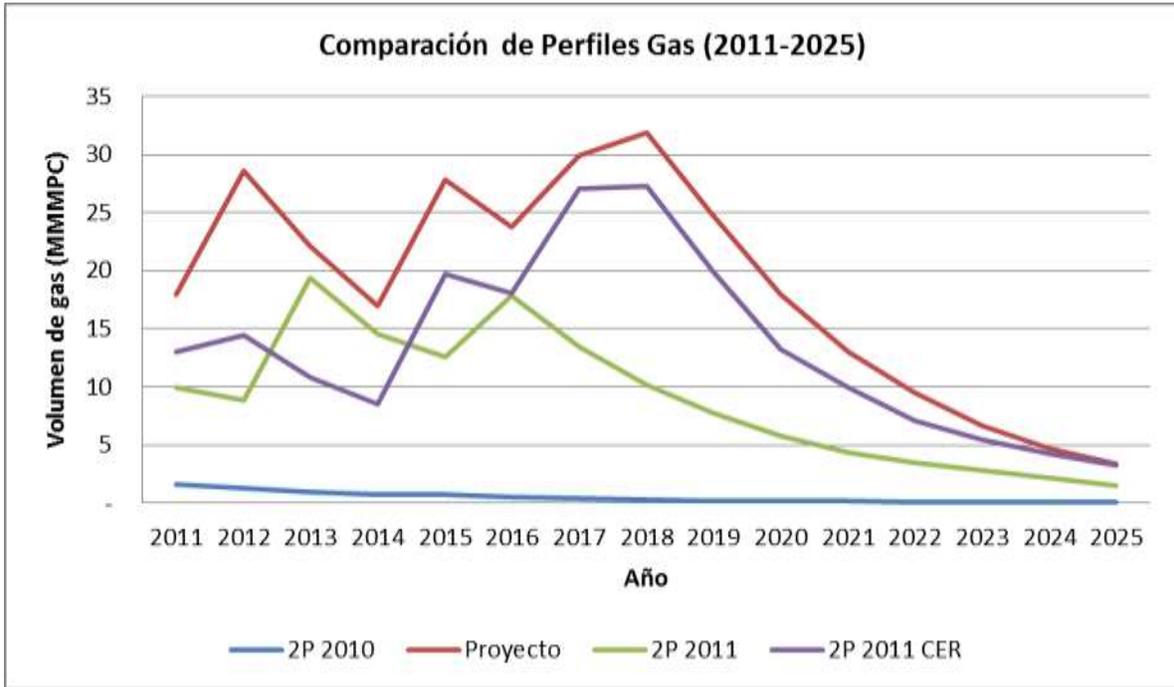


Tabla 17. Reserva de gas proyecto integral Lankahuasa.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	7.4	-97.3%
Proyecto	278.5	N/A
2P 2011	134.5	-51.7%
2P CER 2011	202.1	-27.4%

Nota: El valor del perfil del gas para las reservas del 2010, con un valor de 7.4 mmmpc, proviene de la información enviada por Pemex del proceso de reservas a enero del 2010.

Nomenclatura.

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a Dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que 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 PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
3. Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.

h) En este sentido, deberá considerar en el próximo proceso de certificación de reservas 2012 el origen de las diferencias significativas que existen en sus reservas, en comparación con las presentadas por el certificador. Asimismo se deberá de incluir la información del campo Kosni en la certificación de reservas.

i) Se deberá 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).

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 yacimientos, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación.

b) La Comisión recomienda, en vista de que no se tienen mediciones de presiones estáticas de cada yacimiento, evaluar la viabilidad de estimar de la mejor manera posible un histórico del perfil de presiones estáticas en cada yacimiento. Además para el futuro, es de vital importancia para la estrategia de explotación del proyecto, que se realicen mediciones periódicas de las presiones estáticas en cada yacimiento del proyecto. Por último, se debe conocer si estos yacimientos cuentan con algún acuífero asociado que pueda intervenir con la producción de los hidrocarburos.

- c) Pemex sólo cuenta con un análisis PVT para el proyecto, el cual fue obtenido del campo Lankahuasa, pero no se menciona nada sobre la validación o el grado de confiabilidad de este análisis para representar el comportamiento PVT de los fluidos del campo.

Por lo anterior, la Comisión considera importante contar con un análisis PVT representativo para cada campo del proyecto, y también aplicarles algún proceso de validación, de modo que se reduzca la incertidumbre en la estimación de los perfiles de producción de hidrocarburos de cada campo.

- d) PEP deberá describir 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.

Se recomienda evaluar la posibilidad de sustentar un pronóstico de producción de hidrocarburos con otras técnicas como pueden ser la de balance de materia y la simulación numérica, de modo que el pronóstico de producción estimado se genere con técnicas que integren mayor cantidad información de propiedades petrofísicas, de los fluidos, de presión-producción, incorporación y cierre de pozos, etc. De modo tal que se represente con mayor fidelidad el sistema roca-fluidos y las actividades operativas que sustenten integralmente un pronóstico de producción de hidrocarburos para el proyecto.

iv. Intervenciones a pozos

- a) Es necesario que PEP establezca un proceso riguroso para las reparaciones de los pozos, ya que esta estrategia aumentará el potencial de producción y permitirá tener acceso a las reservas que pudieron haber sido dejadas atrás. De acuerdo con lo anterior, la CNH considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado, así como que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar.

- b) PEP debe revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar procesos de recuperación adicional.

v. Productividad de pozos

La información de pruebas de presión-producción documentadas en el proyecto es inexistente, ya que no se muestran pruebas realizadas. Estas pruebas son importantes para la elaboración de modelos de yacimiento, como puede ser un modelo dinámico basado en la caracterización del yacimiento y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para la construcción de modelos que sustenten un pronóstico de producción de cada campo.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que PEP realice pruebas de presión y de producción, para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción, y el potencial productivo de cada pozo.

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, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

- b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

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

vi.3 Medición.

Pemex menciona que la producción de sus pozos es enviada hacia la Estación de Procesamiento y Manejo de Gas (EPMG) “El Raudal”, en donde se encargan de acondicionar el gas natural proveniente del campo Lankahuasa mediante los procesos de separación, compresión, deshidratación y medición (tipo transferencia) para su entrega al sistema trocal de 48” de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Menciona que después de ser procesado, el gas pasa a la estación de medición (tipo transferencia) que cuenta con trenes de medición tipo ultrasónico, cromatografía en línea, registradores de contenido de agua y ácido sulfhídrico para el control de calidad del gas.

PEP no considera los sistemas de medición con una visión de la administración integral de la medición que contemple los elementos metrológicos y de supervisión y control para una

medición de calidad y cantidad efectiva, tampoco se mencionan las incertidumbres que se manejan en las mediciones ni el plan para estimarlas o reducirlas.

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

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

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

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

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

- b) Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones de los proyectos de PEP, así como un detalle más preciso de la gestión y gerencia de medición y su plan estratégico, se encuentran establecidos en los lineamientos que la CNH emitió mediante resolución CNH.06.001/11 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de junio de 2011.

c) Aspectos Económicos

- **Componente Exploración.**

El análisis económico de proyectos de exploración (en este caso de la componente exploratoria) implica un mayor esfuerzo sobre aquéllos en desarrollo o explotación. Existen dos elementos fundamentales que determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios, a saber: Riesgo e incertidumbre.

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se deben considerar que las localizaciones son o no productivas y posteriormente recurrir a la probabilidad para evaluar el potencial de recursos existentes.

En la evaluación de un proyecto de exploración, estrictamente, no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN), dado que existe incertidumbre en el número de barriles a

extraer, en el monto de las inversiones y en el costo a ejercer. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

En la industria petrolera existen varios métodos para cuantificar el riesgo, la incertidumbre y para evaluar económicamente los proyectos; entre los más utilizados se encuentran:

1. Árboles de decisión
2. Simulaciones estocásticas tipo Monte Carlo
3. Opciones reales

Cada método define la forma de modelar la incertidumbre en recursos prospectivos, precios y costos; además, señalan cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.¹

La información proporcionada y validada por Pemex asume que los recursos a recuperar, las inversiones y los costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica sin considerar *per se* el riesgo y la incertidumbre.

Es importante señalar que, al ser un proyecto de exploración, existe riesgo e incertidumbre en la estimación de las variables; con base en lo anterior y, siendo riguroso en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME); en este caso, dado que Pemex maneja el VPN estimado a partir del P50 de las variables, se hace tal simplificación y la Comisión identifica como VPN al indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

¹ El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a cada uno de los parámetros y sus respectivos escenarios; y, las opciones reales, plantean una combinación de escenarios, manejo de cartera, análisis de decisión y fijación de precio de las opciones.

Tabla 18. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	74.4	usd/barril
Precio de gas	5.3	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 19 se presenta la estimación realizada por PEP para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si la componente de exploración del proyecto Lankahuasa, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 19. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		
		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	3,499
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	4,829
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.72
Relación beneficio costo	peso/peso	n/d
Periodo de recuperación con descuento	años	n/d
TIR	%	n/d
(n/d. No disponible)		

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.
- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta; si bien los resultados no difieren significativamente, el hecho de que esta alternativa tenga un mayor VPN, permite concluir a su favor. En general, el proyecto es robusto ante cambios

en las condiciones iniciales (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico antes de impuestos, la Comisión coincide con PEP en que, de las alternativas analizadas, la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.

- c) Cabe mencionar que después de impuestos, el proyecto Lankahuasa presenta un VPN de 125 mmpesos. Dicho proyecto dejaría de ser rentable si se contrae en un 2% la producción de hidrocarburos y los costos aumentan en un 2%.
- d) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia a que para los proyectos de exploración son de clase III y IV para el primer año y IV y V para los siguientes, se deberá tener un control estricto de los costos de las actividades a desarrollar en el proyecto.

- **Componente Explotación.**

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto (componente de explotación). El objetivo es determinar si el proyecto Integral Lankahuasa en su componente de explotación 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 gas igual a 5.68 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.
- Tipo de cambio equivalente a 13.77 pesos por dólar americano.

- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- Para calcular los impuestos, PEP ejerce el costcap de 6.5 USD para sus deducciones.
- Para simplificar se asume que el precio del crudo estimado en la Ley de Ingresos de cada año corresponde al precio promedio ponderado del barril por lo que el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 20 se muestran los resultados de Pemex.

Tabla 20. Alternativa 1. Indicadores económicos PEMEX.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	6,072	1,620
VPI	MMP	4,050	4,050
VPN/VPI	peso/peso	1.50	0.40
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	1.95	0.74

Fuente: PEP

Nota: La relación beneficio costo calculada por Pemex no corresponde al cociente del valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos.

- Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.

- c) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- d) El proyecto de explotación Lankahuasa sólo sería rentable si logra recuperar el volumen de hidrocarburos estimado en el proyecto; esto implica una recuperación mayor a la proyectada por los certificadores.

d) Aspectos Ambientales

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

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

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

Figura 4. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto integral Lankahuasa.

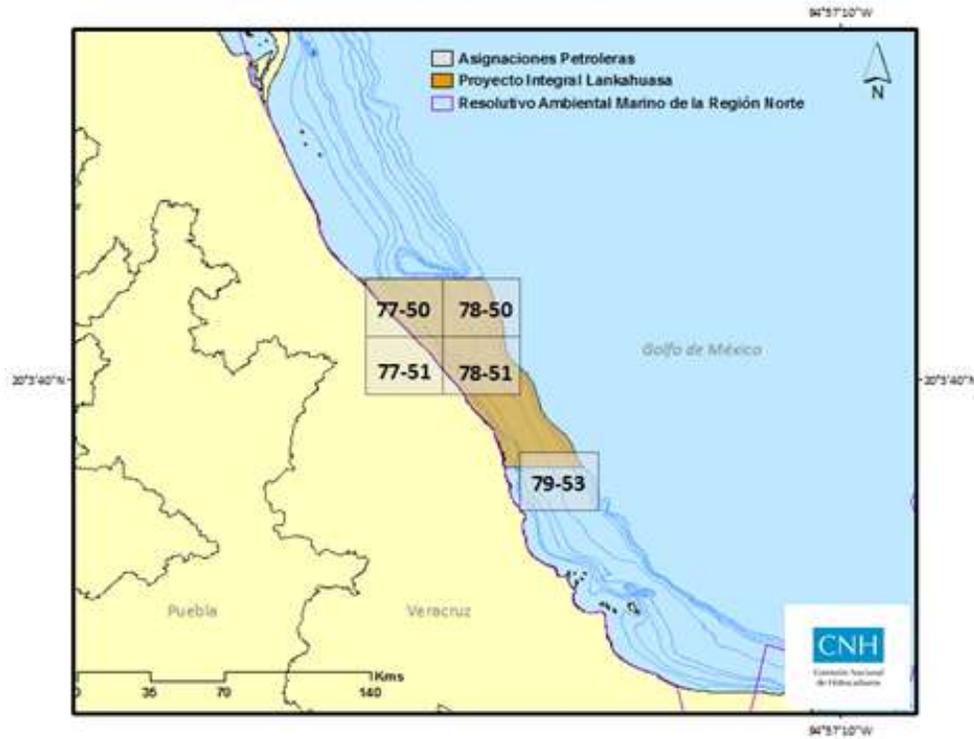


Figura 5. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del proyecto integral Lankahuasa.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) De acuerdo a las Figuras 5 y 6, las áreas 78-50 y 79-53 cuentan con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex como única para el proyecto (Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.0306.05).

De acuerdo a las Figuras 3, 5 y 6, las áreas 77-50, 77-51 y 78-51, en términos reales, cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

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

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.
- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) 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 ante la SEMARNAT y/o autoridad competente que corresponda.
- e) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto

Integral Lankahuasa, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al proyecto integral Lankahuasa.

- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas del área amparada ambientalmente para brindar claridad respecto a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, se concluye que el proyecto integral Lankahuasa cuenta con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades autorizadas en el oficio resolutivo correspondientes emitido por la autoridad (SEMARNAT).

e) Aspectos de Seguridad Industrial

- **Componente Exploratoria.**

Respecto a los aspectos de seguridad industrial para el proyecto, PEP señala que cuenta con los siguientes elementos:

Identificación de Riesgos Operativos.

Pemex menciona que los riesgos operativos, recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas mecánicos imprevistos durante la perforación y

terminación, que incrementan los tiempos y los costos de los pozos y ponen en riesgo la integridad del personal y de las instalaciones.

Los principales factores que contribuyen al alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios son:

- La profundidad de los pozos exploratorios, que en este proyecto alcanzan los 7,000 mbnm, con objetivos en diferentes niveles estratigráficos.
- El control de las zonas presurizadas.
- Altas temperaturas.

Evaluación de riesgos operativos.

En cuanto a la evaluación de riesgo mencionan que con el fin de garantizar el alcance de los objetivos geológicos y minimizar los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas de perforación y terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, como el uso de herramientas que permiten conocer en tiempo real el tipo de formación que se está atravesando para su análisis y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de riesgos operativos, además de generar ahorros sustantivos en tiempo y costo.

Además se tienen las siguientes medidas y planes de contingencia: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente, también como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, etc.

El proyecto involucra la perforación de 18 pozos exploratorios y la realización de 18 estudios geológicos y 18 estudios geofísicos 2011-2059.

Por todas las actividades físicas señaladas anteriormente se considera importante que se tenga una identificación y evaluación de riesgos efectiva involucrando diferentes factores de seguridad y ambientales que deben ser supervisados bajo los procedimientos y normatividad vigente, buscando seguir las mejoras prácticas de la industria.

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

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral de la seguridad 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 considere 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 Pemex, deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.
- b) Resulta importante que Pemex cuente con un proceso bien definido que identifique los riesgos bajo una metodología apegada a las mejores prácticas y estándares internacionales para asegurar la eficiencia y efectividad de la misma, por lo que esta

Comisión recomienda que Pemex implemente un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de administración de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- c) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable adjuntando de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional.
- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si estas fueron detectadas por certificadores, auditores externos o auditores internos de Pemex, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media, baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.
- e) En 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.
- f) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, el proyecto deberá de contar con los documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, programas de prevención y atención a contingencias, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, planes de respuesta de emergencias, entre otros.

- g) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios e instalación de plataformas intervienen externos, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.
- h) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

- ***Componente Explotación.***

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

- **Identificación de Riesgos.**

Pemex menciona que los criterios para la selección de la metodología en la identificación de riesgos son:

- ✓ Motivo del estudio
- ✓ Tipo de resultado requerido (lista de problemas / accidentes y lista de acciones)

- ✓ Información con que se cuenta del proceso (experiencia similar, diagramas de la instalación, historial operativo “en instalaciones similares”)
- ✓ Características del problema (operación simple)
- ✓ Proceso mecánico
- ✓ Operación continua
- ✓ Peligro de inflamabilidad y explosividad
- ✓ Situación falla aislada
- ✓ Accidentes proceso fuera de control.
- ✓ Riesgo percibido e historial (amplia experiencia, historial de accidentes actualizado, riesgo percibido medio).

Asimismo precisan que para seleccionar la metodología más adecuada para la elaboración del estudio de riesgo, se utilizan los lineamientos establecidos en las normas de referencia de PEMEX y complementados con algunos elementos de otras guías sugeridas.

La metodología que mencionan principalmente es la de identificación de riesgos **HAZOP**, (Hazard and Operability Analysis), es una técnica cualitativa para la identificación de riesgos concebida en la industria química y que ha sido muy utilizada en la misma. El estudio debe complementarse con la revisión de seguridad (evaluación de la correspondencia con requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable). Permite un análisis más sistemático de las desviaciones de proceso que pueden producirse, sus causas y las defensas contra las mismas. Estará enfocado a las desviaciones de proceso que puedan dar lugar a eventos de pérdida de contención, así mismo, aportará las recomendaciones de seguridad adicionales a la revisión de seguridad y permitirá identificar acciones críticas para la seguridad y evaluar o recomendar su consideración en los procedimientos operacionales vigentes.

La metodología que mencionan se resume como sigue:

- División de las instalaciones en secciones, representación en diagrama de flujo.

- Descripción de la intención de diseño (operación normal, límites y condiciones de seguridad según diseño) de las diferentes secciones definidas.
- Postulación, a través de palabras guías, de desviaciones de la intención de diseño de cada tramo y sus componentes. Determinación de las causas y consecuencias posibles de las desviaciones postuladas.
- Determinación de las desviaciones significativas (aquéllas cuyas consecuencias implican riesgos importantes y cuyas causas son creíbles, haciéndolas posibles).
- Evaluación de las defensas existentes contra tales desviaciones (prevención de las causas de las desviaciones, mitigación de las consecuencias).
- Proposición de mejoras de diseño, procedimientos y preparación del personal, para la prevención de las desviaciones y la mitigación de sus consecuencias).

- **Evaluación de Riesgos.**

En la evaluación de riesgos mencionan que se realizan reuniones con el personal involucrado de acuerdo al método y para cada nodo o sistema operativo, definiendo su función y sus variables importantes, aplicando las palabras guía (desviaciones) y analizándose las causas/consecuencias de la desviación, las salvaguardas existentes y su efectividad así como las recomendaciones emanadas.

En esta sección de evaluación también menciona nuevamente la metodología HAZOP llevando para efectos de evaluación del riesgo las siguientes actividades:

- Estudio de planos y diagramas de las instalaciones.
- Estudio de las bases de diseño y características del pozo a perforar.
- Lluvia de ideas de personal experto en el proceso.

Con base en la evaluación realizan una jerarquización de riesgo basada en una matriz en donde se evalúan y analizan las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de riesgos

HAZOP, asignando la frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación.

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

El proyecto de explotación Lankahuasa contempla la perforación y terminación de 10 pozos marinos, la construcción de 2 plataformas y 2 gasoductos, en el período de 2011-2025.

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

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

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

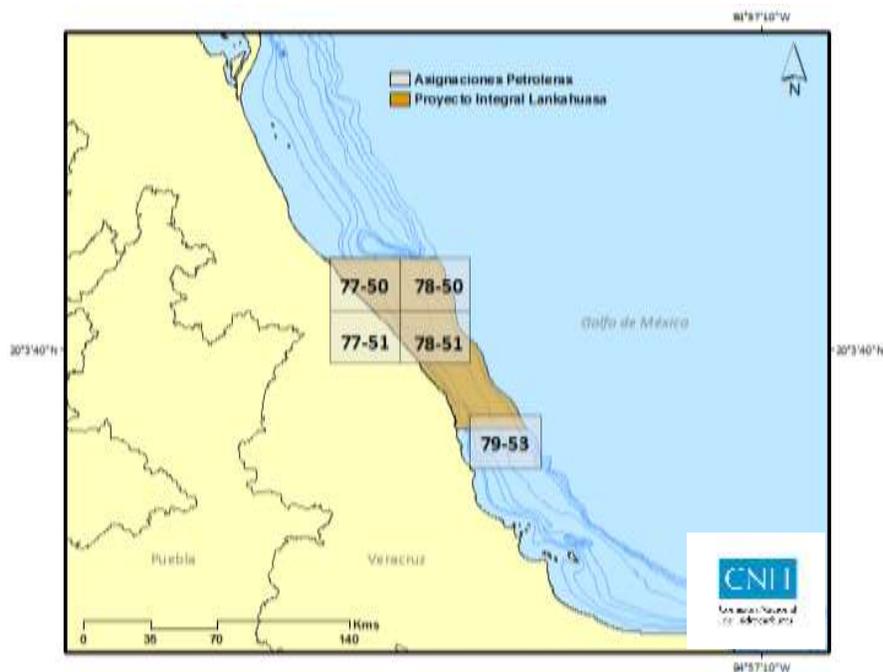
VII. Conclusiones

Conforme a la información recibida en esta Comisión, el grupo de trabajo dentro del marco de sus atribuciones concluyó la revisión del proyecto integral Lankahuasa, asociado a las asignaciones petroleras 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53, procediendo a la elaboración del presente dictamen técnico del proyecto.

Con base en lo anterior, se determina lo siguiente:

- a) Se dictamina como no favorable al proyecto integral Lankahuasa.
- b) Se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53. (Figuras 7).

Figura 6. Asignaciones Petroleras del proyecto integral Lankahuasa.



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

VIII. Dictamen

Derivado del análisis en comento, se dictamina el proyecto integral Lankahuasa como no favorable, por lo que se refiere a las actividades de exploración y explotación manifestadas en el alcance de dicho proyecto.

Lo anterior, derivado principalmente de las siguientes causas:

- El valor presente neto (VPN) estimado del proyecto, a partir de la alternativa de exploración seleccionada por Pemex, es de 125 millones de pesos después de impuestos, por lo que el proyecto dejaría de ser rentable en caso de que los costos aumentaran en un 2% (dos por ciento).
- En relación con la componente de explotación, se observaron inconsistencias en las cifras de hidrocarburos a recuperar entre el proyecto presentado para dictamen y las cifras que PEP entregó a la Comisión para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, la estimación de reservas de gas al 1 de enero del 2010 que reporta Pemex es 97% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Figura 7. Perfiles de producción de gas proyecto de Explotación Lankahuasa.

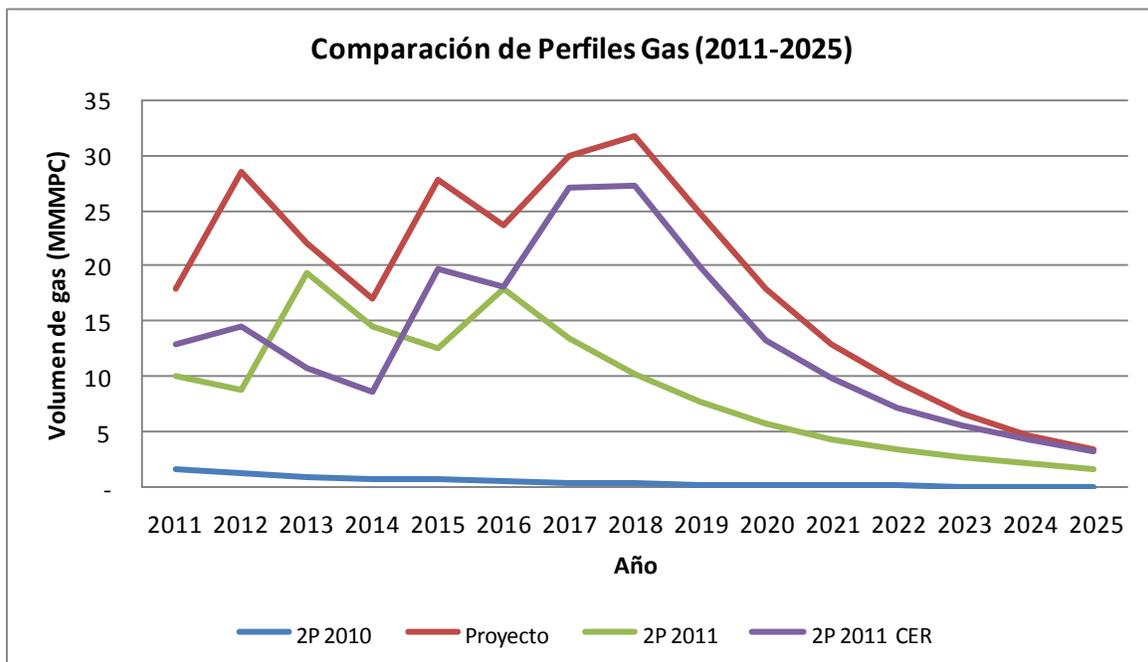


Tabla 21. Reserva de gas proyecto integral Lankahuasa.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	7.4	-97.3%
Proyecto	278.5	N/A
2P 2011	134.5	-51.7%
2P CER 2011	202.1	-27.4%

Nota: El valor del perfil del gas para las reservas del 2010, con un valor de 7.4 mmmpc, proviene de la información enviada por Pemex como parte del proceso de de reservas a enero del 2010.

Nomenclatura.

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

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

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

Proyecto: Evaluación de Reservas Proyectos a dictaminar 2010.

Notas:

1. Debido a los diferentes horizontes que se manejan en los documentos que presentan Pemex y con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025 obteniendo los resultados mostrados en las gráficas correspondientes.
 2. Los valores de Gas PMX2010-2P corresponden a Gas de Venta.
 3. Los valores de GasCER2011-2P, GasPMX2011-2P y GasPROY2010-2P 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.
- Dentro de las alternativas de explotación del proyecto planteadas por Pemex no se contempla la evaluación de alguna con infraestructura submarina (pozos con árboles submarinos, plets, plems, manifolds, sistema de control, etc.). Asimismo, Pemex considera opciones combinadas y optimizadas, pero no se percibe que se hayan evaluado otras opciones fuera de las convencionales, por ejemplo, TLP's con sistemas submarinos y equipo modular arriba u opciones de flujo directo del campo a plataformas existentes conforme al análisis de flujo.

- Las actividades correspondientes a la componente exploratoria están programadas para iniciar hasta el año 2019, momento en el que las condiciones generales del proyecto (inversión, tecnologías, etc.) habrán cambiado.
- Existen flujos de efectivo negativos después de impuestos en algunos años del proyecto por lo que es necesario que se analicen más alternativas de explotación que disminuyan el riesgo de no ser rentables.

En este sentido y a efecto de que las asignaciones petroleras 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53 guarden congruencia con las disposiciones jurídicas vigentes, la Comisión considera necesario que Pemex presente a la Comisión para dictamen técnico, una versión nueva del proyecto integral Lankahuasa, en el que sean tomadas en cuenta las recomendaciones y observaciones contenidas en el presente documento.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

En términos de los comentarios y conclusiones se emite opinión en sentido no favorable, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 1528, 1559, 1560, 1608 y 1575 que la SENER considera como áreas 078-51, 077-50, 077-51, 078-50 y 079-53.