



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

**DICTAMEN DEL PROYECTO
INTEGRAL CUENCA
DE VERACRUZ**

MARZO 2012

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	6
III. MANDATO DE LA CNH	14
IV. RESUMEN DEL PROYECTO INTEGRAL.....	19
A. COMPONENTE DE EXPLORACIÓN	19
a) <i>Ubicación.</i>	19
b) <i>Objetivo</i>	20
c) <i>Alcance.</i>	20
d) <i>Volumen y Recursos Prospectivos.</i>	21
e) <i>Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación</i>	25
f) <i>Indicadores económicos</i>	26
B. COMPONENTE DE EXPLOTACIÓN.	27
a) <i>Ubicación.</i>	27
b) <i>Objetivo</i>	28
c) <i>Alcance.</i>	28
d) <i>Inversiones y gasto de operación</i>	35
e) <i>Indicadores económicos</i>	35
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN	40
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	41
i. <i>Componente de Exploración</i>	41
ii. <i>Componente de Explotación</i>	43
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN	46
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	48
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS	48
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	48
ii. <i>Formulación del proyecto</i>	49
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	50
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	50
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	51
iii. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	54
iv. <i>Intervenciones a pozos.</i>	55
v. <i>Productividad de pozos.</i>	55
vi. <i>Instalaciones superficiales</i>	56
C) ASPECTOS ECONÓMICOS.	59
D) ASPECTOS AMBIENTALES	64
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	67
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
VIII. CONDICIONANTES.....	80
IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS	85
ANEXO I.....	86
ANEXO II	87
ANEXO III	88

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 Cuenca de Veracruz.

El Proyecto Integral Cuenca de Veracruz es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Exploración y Explotación desarrollado por el Activo Integral Veracruz, 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: 372, 516, 742, 743, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 852, 877, 1112, 1113, 1114, 1308, 1436, 1437, 1438, 1446, 1447, 1448, 1449 y 1575 que la SENER considera como áreas 079-59, 078-58, 079-55, 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 079-57, 079-58, 080-55, 078-57, 080-58, 080-59, 078-53, 081-57, 081-58, 081-59, 079-54, 080-56, 080-57 y 079-53 mediante oficio No. PEP- SRN-0929/2010, fechado el 25 de agosto del 2010 y recibido en la Secretaría el día 19 de octubre del 2010.

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

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

1. Oficio No. 512.518-10 de fecha 25 de octubre del 2010, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:

- Información técnico económica del Proyecto;

- Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio SPE-GRHYPE-036-2011, recibido en la CNH el 23 de febrero del 2011, por el que PEP da respuesta al oficio D00.-DGH.-014/2011 y envía la actualización del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz, en la componente de explotación, atendiendo las observaciones de la CNH.
 3. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado a la Clase de Costos del Proyecto.
 4. 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.
 5. Oficio SPE-515/2011, recibido en la CNH el día 8 de septiembre de 2011, relacionado a la componente ambiental de los proyectos.

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, Pemex 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 Pemex se señala que debido a que la componente de exploración del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz, se encuentra avalado por el Programa Estratégico de Gas, por lo que no existe detalle individual del proyecto en ninguno de los documentos análisis costo y beneficio del Proyecto Estratégico de Gas elaborados por Pemex.

A lo anterior, la Comisión considera imperante que Pemex 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.

- ***Estrategia de explotación***

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

- a) Evaluación de la potencial y posible explotación temprana de gas lutita.
- b) Recuperación secundaria.
- c) Optimización del manejo de la producción en superficie.
- d) Adquisición de información para la actualización de modelos.
- e) 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***

Derivado de la información proporcionada por PEP esta Comisión estima que el organismo descentralizado debe contar con perfiles de producción y presiones estáticas, así como estudios detallados sobre los mecanismos de empuje que intervienen en la producción de los yacimientos principales. Asimismo, se debe documentar, para los campos principales de este proyecto, todas las propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.) a nivel de yacimiento. Por otro lado debe actualizar su modelo estático y dinámico, lo cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar para llevar a cabo un mejor proceso de ubicación de pozos y /o la implementación de procesos de recuperación secundaria adicional de hidrocarburos.

- ***Volumen original***

La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.

Se observan diferencias entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, por lo que se recomienda que sea revisado.

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas, tales como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). La Comisión considera que realizar el cálculo del volumen original con métodos probabilísticos permitiría evitar sobreestimaciones ocasionadas por la alta variabilidad

de los parámetros involucrados, con lo que se obtendría una mejor estimación del factor de recuperación. En este sentido, Pemex debe revisar y actualizar sus estimaciones de volumen original.

- ***Seguridad Industrial***

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

Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios y 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 Cuenca de Veracruz, en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades de exploración y explotación, resulta importante que Pemex cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las API RP 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- ***Ambiental***

Las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Programa Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de Pemex Exploración y Producción.”

Las áreas 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 078-57, 079-57, 080-57, 078-58, 079-58, 080-58, 081-58, 079-59, 080-59 y 081-59 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.DG.4659.10).

Las áreas 078-53, 079-54, 079-55, 080-55, 080-56 y 081-57 cuentan de manera parcial con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

El área 079-53 no cuenta con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

En resumen, el Proyecto Integral Cuenca de Veracruz cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental.

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

- ***Dictamen y Condicionantes***

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

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Integral Veracruz, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A

este respecto, se observa que la estimación de reservas al 1 de enero del 2011 que reporta Pemex en el proyecto Veracruz es 86% superior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen y 34% menor respecto a la evaluación de reservas al 1 de enero del 2010.

Tabla 1. Reserva de Gas Proyecto Cuenca de Veracruz.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	661	-34%
Proyecto	1,010	0%
2P 2011	1,882	86%
2P 2011 CER	924	-8%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador.
 - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis de las tecnologías de explotación, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
 - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2024 y después de impuestos a partir del año 2022, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá

incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria a implementar en los campos del proyecto, iii) desarrollo de tecnología; y iv) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.

3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Pemex deberá enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
5. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
6. En el caso de éxito exploratorio, PEP deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
7. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello, deberá utilizar el formato indicado en el Anexo III.

8. Pemex deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
9. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
10. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Veracruz que permita continuar con la operación de manera más segura.
11. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
12. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las Normas API RP 74 y la API RP 75L.
13. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante la

Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

14. Pemex deberá enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al proyecto integral Veracruz, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

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 el mismo, emite la opinión sobre las asignaciones relacionadas con dichos proyectos, a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

IV. Resumen del proyecto integral

De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.518-10 de fecha 25 de octubre del 2010, a continuación se presentan las características principales del Proyecto, para el cual la Comisión emite su dictamen. Conviene señalar que al ser un proyecto integral, a continuación se presenta el resumen de las componentes de Exploración y Explotación.

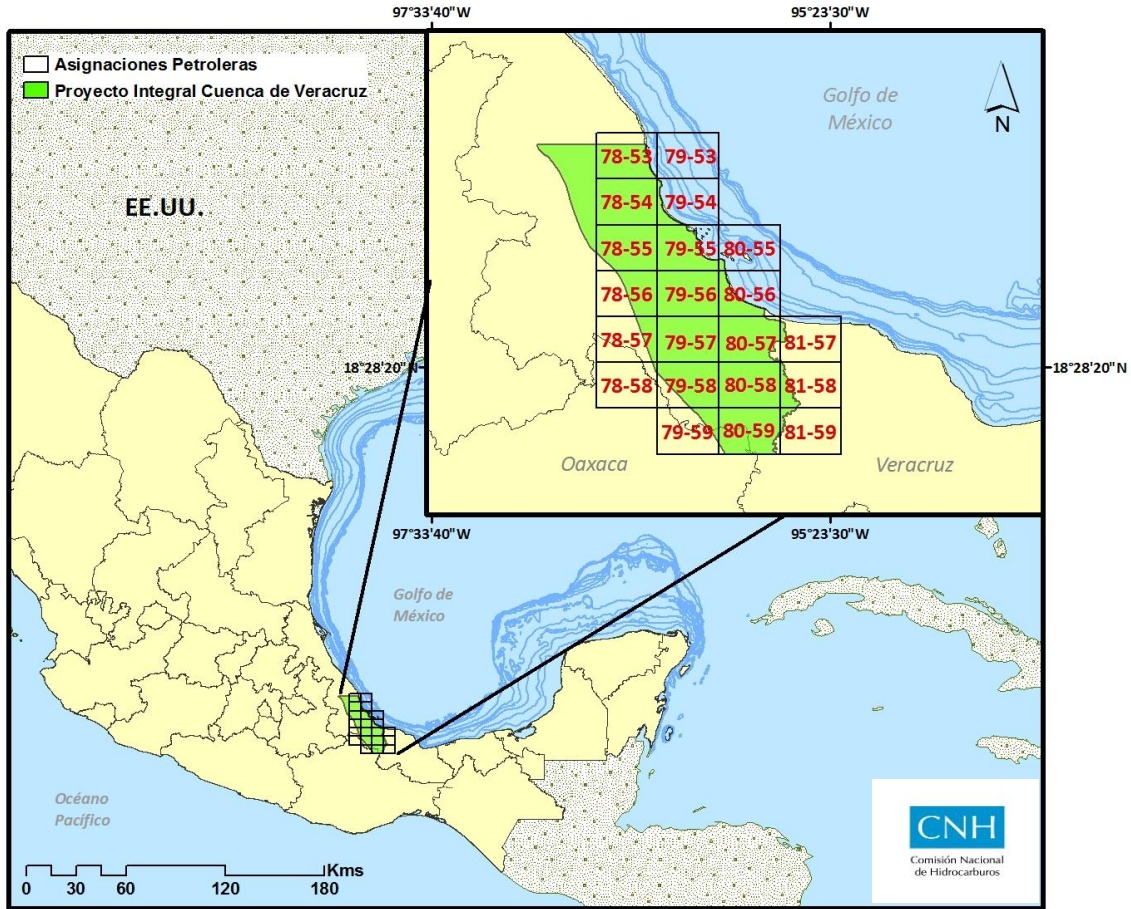
A. Componente de Exploración.

a) Ubicación.

El proyecto Integral Cuenca de Veracruz se ubica en el margen occidental del Golfo de México, comprende la parte central del estado de Veracruz y una porción del estado de Oaxaca. Abarca un área de 11,356 km² y corresponde a un polígono irregular el cual queda enmarcado entre las coordenadas 18° 00' 00'' y 19° 41' 56'' de latitud norte y 95° 33' 31.5'' y 97° 00' 07'' de longitud oeste, como se muestra en la Figura 1 .

El proyecto se distribuye en la jurisdicción de 51 municipios del estado de Veracruz, siendo los más importantes: Veracruz, Jalapa, Tierra Blanca, Cosamaloapan, Alvarado y Cardel, además de 2 del estado de Oaxaca: Loma Bonita y Tuxtepec.

Figura 1. Ubicación de la componente exploratoria del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz.



b) Objetivo

De acuerdo a lo presentado por Pemex, el objetivo de esta componente es incorporar reservas de gas seco, gas húmedo y aceite; con un volumen que varía de 276 mmbpce en el percentil 10 a 704 mmbpce en el percentil 90, con un valor medio de 426 mmbpce, en rocas de edad Terciario y Cretácico; con una inversión total exploratoria de 13,509 millones de pesos en el periodo 2011-2025.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 155 pozos exploratorios, la realización de 68 estudios geológicos y la adquisición de 2,400 km² de sísmica 3D.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

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

- Para los criterios geológicos 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 el criterio geográfico se consideró básicamente las dimensiones del área del proyecto.

En este contexto, el proyecto Integral Cuenca de Veracruz se puede separar en dos áreas estratégicas; la del proyecto exploratorio Cosamaloapan ubicada en la porción oriental y con objetivos principalmente de gas seco de edad Terciario y el proyecto exploratorio Tinajas ubicada en la porción occidental, con objetivos de aceite y gas húmedo de edad Mesozoico.

Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del proyecto Integral Cuenca de Veracruz se muestran en la Tabla 2.

Tabla2. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Cosamaloapan	119
Tinajas	36
Total	155

Los volúmenes prospectivos sin riesgo en el área del proyecto Integral Cuenca de Veracruz se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo mmbpce
Cosamaloapan	950
Tinajas	599
Total	1549

Los recursos prospectivos a incorporar se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Recursos prospectivos a incorporar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a incorporar mmbpce
Cosamaloapan	268
Tinajas	158
Total	426

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

Alternativa 1. *Corresponde a la alternativa seleccionada, se propone una estrategia exploratoria que permita maximizar la incorporación de recursos prospectivos, diversificando el riesgo relacionado con las localizaciones exploratorias ubicadas dentro de las áreas cubiertas con sísmica 3D y 2D en la Cuenca de Veracruz para el Neógeno-Paleógeno y el Frente Tectónico del Mesozoico. También se pretende incorporar recursos prospectivos que puedan ser detectados como potencial adicional en las áreas norte y oriente donde se tiene programada la adquisición de sísmica 3D.*

Con base en lo anterior, esta alternativa en el corto plazo (2011-2012), se enfocará en la perforación de 11 localizaciones en el proyecto exploratorio Cosamaloapan que tienen una probabilidad de éxito promedio de 32 %, las cuales permitirán, en primera instancia, incorporar

recursos de gas en la porción sur y apoyar la calibración de los modelos geológicos y el sistema petrolero en esta zona, donde recientemente se han descubierto yacimientos importantes como Aris, Kabuki y Cauchy. En segunda instancia, continuar con el desarrollo de los plays establecidos en las porciones norte y central. Para el proyecto exploratorio Tinajas se ha programado, en el corto plazo, la perforación de una localización, considerada dentro de las de mayor volumen y probabilidad de éxito, la cual tiene como objetivo incorporar recursos de aceite y gas húmedo que permitan la reactivación de este proyecto, para que posteriormente se puedan evaluar los recursos prospectivos de los plays presentes en la Plataforma de Córdoba.

A partir de la información obtenida con los análisis post-perforación de las 11 localizaciones programadas y los estudios geofísicos y geológicos se reevaluará la probabilidad geológica y la volumetría de las oportunidades que se compongan de objetivos en plays análogos, que fueron calendarizadas para su perforación a partir del año 2013. De manera simultánea del año 2013 en adelante en el proyecto Cosamaloapan, se perforarán pozos profundos mayores a los 4,500 m para evaluar los plays hipotéticos del Paleógeno.

En esta alternativa, se considera perforar 155 pozos exploratorios en un período de 25 años (2011-2035) e incorporar una reserva media de 426 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 13,509 millones de pesos, de los cuales 11,681 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,828 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 32,258 mmpesos con un índice de utilidad de 3.18 peso/peso.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
p ₁₀	2	6	3	0	0	0	0	0	276
Media	12	30	65	23	29	16	4	2	426
p ₉₀	27	58	152	45	75	42	10	7	704

Alternativa 2. Tiene como propósito, en el corto plazo de 2011 a 2012, la prioridad de incorporación de recursos a partir de localizaciones y oportunidades de menor riesgo que tienen como objetivos los plays establecidos del Neógeno en las áreas centro y sur del proyecto Cosamaloapan y del Cretácico Superior y Cretácico Medio en las áreas tradicionalmente productoras del centro y sur del proyecto Tinajas, sustentadas en la interpretación geofísica-geológica de la sísmica 3D que existe en el Activo.

En el mediano y largo plazos, es decir, del año 2013 en adelante, se plantea continuar con la incorporación de recursos prospectivos a partir de oportunidades cercanas a los campos productores en los plays establecidos de los dos proyectos exploratorios y simultáneamente, probar los plays hipotéticos del Paleógeno en el proyecto Cosamaloapan y Cretácico Inferior del proyecto Tinajas.

Debido a que en este planteamiento no se contempla la adquisición de sísmica 3D, las oportunidades visualizadas con sísmica 2D ubicadas principalmente en el norte del proyecto, en las áreas Oriente de Múchite y Remudadero no fueron evaluadas ya que el mapeo de la distribución de los plays productores del Neógeno y Cretácico Superior y Medio se vuelve errático debido a que una gran parte de ellas están conformadas en trampas con una fuerte componente estratigráfica, dificultando la definición de su distribución

Esta alternativa considera perforar 135 pozos exploratorios en un período de 25 años (2011-2035) e incorporar una reserva media de 331 mmbpce La inversión exploratoria total estimada es de 9,696 millones de pesos, de los cuales 7,868 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,829 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 19,604 mmpesos con un índice de utilidad de 2.82 peso/peso.

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

Recursos a incorporar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
p10	2	6	0	0	0	0	0	0	232
media	12	30	17	5	21	16	4	1	331
p90	27	58	43	13	50	42	10	5	505

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

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

La inversión para la componente exploratoria en el horizonte 2011-2035 es de 13,509 millones de pesos, de los cuales, 11,681 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 1,828 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	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035
Inversión exploratoria	387	435	607	157	235	943	133	105	13,509
Estratégica	268	309	485	144	220	925	119	89	11,681
Pozos (a)	220	289	469	143	215	157	113	81	8,713
Sísmica	41	10	6	0	0	763	0	0	2,740
Estudios	7	10	10	2	4	5	6	7	228
Operacional	119	126	122	13	15	18	14	16	1,828

Incluye infraestructura de pozos exploratorios.

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo y los gastos de operación asociado a la componente exploratoria:

Tabla 8. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p10	0	107	114	131	91	113	95	104	18,688
media	272	355	685	1,789	1,048	1,217	937	419	23,799
p90	644	653	1,572	4,963	2,755	3,038	2,415	893	31,113

Tabla 9. Gastos de operación totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p10	0	38	53	67	67	73	72	70	7,142
media	37	85	111	159	211	237	256	248	7,941
p90	80	179	208	296	437	479	517	492	8,972

f) Indicadores económicos

La evaluación del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 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:

Tabla 10. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Alternativa 1 Seleccionada
VPN/VPI	pesos/pesos	3.2
VPN	mmpesos	32,258
Recursos prospectivos	mmbpce	426

B. Componente de Explotación.

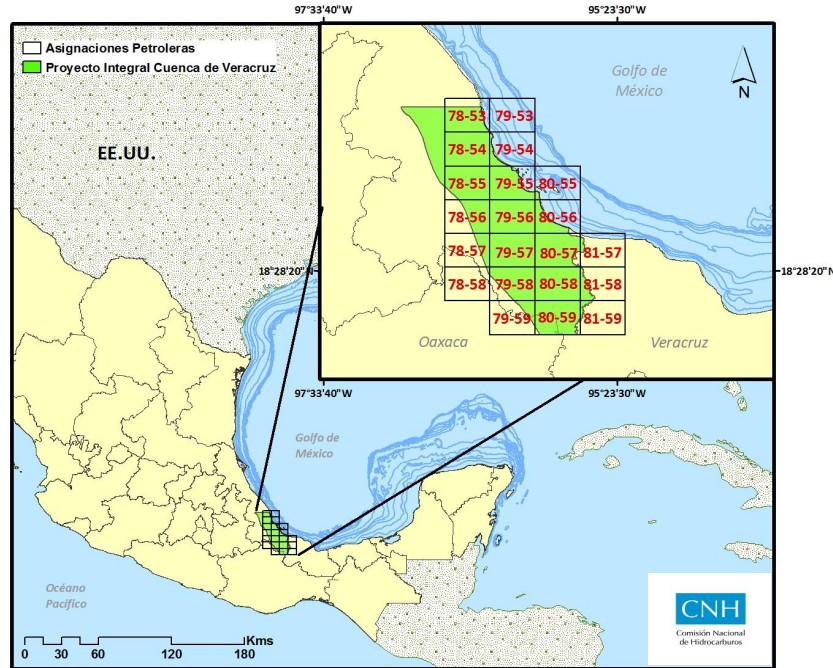
De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante el oficio SPE-GRHYPE-036-2011 con fecha 23 de febrero de 2011, a continuación se presentan las características principales de la componente de explotación del Proyecto Integral Veracruz con el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

La Cuenca Gasífera de Veracruz se encuentra ubicada en la margen Occidental del Golfo de México, en la parte central del estado de Veracruz, se extiende en 47 municipios del estado de Veracruz y 3 del estado de Oaxaca.

Se limita al Norte por el eje Neovolcánico y la Cuenca Tampico Misantla, al Sur por la Cuenca Salina del Istmo y el Complejo Volcánico de los Tuxtlas, mientras que al Occidente está limitado por el Frente Tectónico Sepultado, y al Oriente por el Golfo de México, Figura 2.

Figura 2. Ubicación de la componente de explotación del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz



b) Objetivo

El Proyecto Integral Cuenca de Veracruz tiene como objetivo asegurar la continuidad en la producción de gas y aceite a partir de la reclasificación e incorporación de reservas de hidrocarburos, con 1,081 miles de millones de pies cúbicos de gas y 18.5 millones de barriles de aceite de reservas 3P, en el periodo 2011-2025.

c) Alcance.

El proyecto considera la perforación y terminación de 72 pozos de desarrollo en los diferentes campos del Activo Integral Veracruz con la finalidad de sostener la capacidad de producción actual, de los cuales 55 son pozos de gas no asociado y 17 de aceite, así como también realizar 26 reparaciones mayores y 528 reparaciones menores, con el fin de mantener la producción base.

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

Alternativa 1. Tiene como objetivo mejorar la productividad de producción de los pozos de desarrollo concebida desde su perforación y terminación utilizando tecnologías modernas. Se

considera la perforación y terminación de pozos desviados con alto y bajo ángulo, verticales y horizontales así como multilaterales, según convenga de acuerdo a la particularidad presentada por cada yacimiento; todos terminados a partir de macroperas a fin de optimizar el desarrollo de los yacimientos, costo de perforación, minimizar el impacto al medio ambiente y reducir las afectaciones a las comunidades.

Considera la perforación y terminación de 72 pozos de desarrollo, 55 pozos de gas no asociado y 17 de aceite, así como la reparación mayor de 26 pozos, con una inversión estimada de 16,179 millones de pesos, para el desarrollo de campos productores del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz. La producción de gas natural a recuperar en esta opción es de 1,009 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y 14.9 millones de barriles de aceite. Los costos calculados para la perforación y terminación son de 18.45 millones de pesos para pozos de gas seco, 73.82 millones de pesos para pozos de gas húmedo y 47.76 millones de pesos para los de aceite.

Como se ha venido aplicando en el desarrollo del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz, con esta opción se garantiza la continúa implementación de nuevos y mejores sistemas en la terminación de pozos que permitan mejorar la productividad de los mismos, tales como el uso de cedazos expandibles, empacadores expandibles combinados con camisas deslizables, tuberías de revestimiento ranuradas, tubing less y empacamientos de arena entre los más importantes.

La atención a los campos maduros productores de gas húmedo del Cretácico, tales como Mata Pionche, Cópite, Miralejos y Mecayucan, se mantendrá con las intervenciones menores y la optimización de sistemas artificiales de producción con la finalidad de mejorar las condiciones de explotación, tales como mejorador de flujo en fondo (tipo venturi), embolo viajero, tubería capilar y sarta de velocidad entre los más importantes. En relación a las intervenciones mayores se privilegiará aquéllas que no requieran equipo de reparación, con el propósito de hacer más rentables las intervenciones. En términos de toma de información para el monitoreo continuo de yacimientos y apoyo en la administración de su explotación, se considera la adquisición de información con equipo convencional así como equipo de monitoreo permanente de presión y temperatura tanto de fondo en el pozo como en superficie.

Alternativa 2. Tiene como objetivo desarrollar los campos de gas del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz con la perforación y terminación del 100 por ciento de pozos verticales, manteniendo sin cambios la estrategia para el desarrollo del campo de aceite Perdiz definida en la fase FEL-C del mismo campo. El costo estimado promedio para esta opción, para la perforación y terminación de los pozos de gas seco, es de 37.7 millones de pesos y 58.99 millones de pesos para pozos de gas húmedo.

En esta opción se minimiza el costo de perforación por pozo, sin embargo requiere de la construcción de una pera por pozo, lo cual tiene un alto impacto en las afectaciones al medio ambiente así como a las comunidades; por otra parte exige la construcción de más caminos de acceso, un mayor número de líneas de descarga (LDD) y un manejo de la producción más complejo.

El desarrollo de esta opción estima la perforación de 132 pozos verticales, siendo 110 pozos de gas seco, 22 de gas húmedo, así como la reparación mayor de 26 pozos con una inversión de 19,373.64 millones de pesos. La producción de gas natural máxima a recuperar es de 973.98 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y 14.9 millones de barriles de aceite.

No obstante, de continuar con la implementación de nuevos sistemas para mejorar la productividad de los pozos de gas durante la terminación de los pozos verticales, estos están limitados al contar con una menor área expuesta al flujo en comparación con los pozos desviados de alto ángulo u horizontales. Respecto a los campos maduros productores de gas húmedo, esta opción considera continuar con las intervenciones menores así como con la optimización de sistemas artificiales de producción que permita mejorar las condiciones de flujo. En relación a las intervenciones mayores, se privilegiará aquellas que no requieran de equipo de reparación, con el propósito de hacer más rentables las intervenciones. En cuanto a la toma de información para el monitoreo continuo de yacimientos, el mayor número de pozos de esta opción demanda una gran cantidad de equipos de monitoreo así como una mayor e intensa actividad en campo en comparación con las otras opciones.

La alternativa 2, presenta una producción afectada por la geometría vertical de los pozos, ya que la productividad de estas terminaciones es mucho menor en comparación a las terminaciones no convencionales. Asimismo a pesar de que los pozos verticales son más económicos, esta opción es de mayor costo debido a la perforación masiva de pozos, ya que implica la construcción de un importante número de peras y caminos, lo cual incrementa la inversión del proyecto.

Alternativa 3. *Considera el desarrollo de la reserva remanente de gas con la perforación y terminación de pozos horizontales, con los cuales se obtiene una productividad mayor a la presentada por la opción de pozos verticales, sin embargo, esta opción representa un alto costo derivado de los servicios direccional y de navegación a tiempo real durante la última etapa dentro del yacimiento.*

Por otro lado, al igual que la alternativa 1, optimiza la construcción de macroperas y líneas de descarga, con lo que se consigue un mínimo impacto al medio ambiente y a las afectaciones en las comunidades.

Esta opción considera la perforación de 40 pozos no convencionales para la explotación de gas natural, 17 pozos convencionales de aceite y 26 reparaciones mayores. La inversión requerida es de 16,263.6 millones de pesos, estimándose un costo promedio de perforación de 80 millones de pesos para pozos no convencionales con objetivo Terciario, mientras que los pozos de aceite conservan el costo de 47.76 millones de pesos. La producción a recuperar para esta opción es de 928.55 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y 14.9 millones de barriles de aceite.

De la misma forma que en la alternativa 1, se considera la implementación de nuevos sistemas en la terminación de pozos para mejorar la productividad de los mismos, tales como el uso de cedazos expandibles, empacadores expandibles combinado con camisas deslizables, tuberías ranuradas así como empacamientos de arena entre los más importantes.

Con esta alternativa se considera continuar con las intervenciones menores para los campos maduros, así como la optimización de los sistemas artificiales de producción ya operando, con el propósito de optimizar las condiciones de explotación. Para las intervenciones mayores, se considera privilegiar aquellas que no requieran el equipo de reparación, con el propósito de hacer más rentables las intervenciones. El programa de toma de información para el monitoreo continuo de yacimientos y apoyo en la administración de su explotación, al igual que la alternativa 1, se considera la adquisición de información con equipo convencional así como equipo de monitoreo permanente de presión y temperatura tanto de fondo en el pozo como en superficie.

Para esta alternativa se considera la perforación del 100 por ciento de pozos no convencionales, sin embargo a pesar de ser la opción con mayor productividad, tiene un menor factor de recuperación de la reserva de gas natural debido a la distribución areal de las arenas (en áreas aisladas o compartamentalizadas) y su tamaño afecta la recuperación.

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

En la Tabla 11, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 11: Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Gasto de aceite (mbpd)	Gasto de gas (mmpcd)
2011	5.49	670
2012	5.37	521
2013	6.03	426
2014	5.25	328
2015	4.33	232
2016	3.84	165
2017	3.09	119
2018	2.15	88
2019	1.64	66
2020	1.17	50
2021	0.74	38
2022	0.61	26
2023	0.47	16
2024	0.33	12
2025	0.27	9
Total	14.9	1,009
	(mmbbls)	(mmmpc)

En la Tabla 12 se muestra la información del volumen original y factor de recuperación, estimados para cada una de las categorías de reservas pertenecientes al proyecto Integral Cuenca de Veracruz.

Tabla 12. Volumen original y factores de recuperación de aceite y gas.

Categoría	Volumen original		Factores de recuperación	
	Aceite	Gas	%	%
	mmb	mmmpc		
1P	745.54	5,514	7	67
2P	745.54	5,514	9	68
3P	745.54	5,631	11	69

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

Las reservas remanentes de aceite y gas de los campos del proyecto Integral Cuenca de Veracruz se presentan en la tabla 13, al 1 de enero del 2010.

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

Categoría	Volumen original		Reservas remanentes	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc
1P	745.5	5,514	9.1	901
2P	745.5	5,514	14.5	958
3P	745.5	5,631	18.5	1,081

d) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2011-2025 en la componente de explotación del proyecto, es de 16,179 millones de pesos y los gastos de operación que se ejercerá es de 6,316 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	3,829	1,586
2012	1,666	1,256
2013	2,464	976
2014	1,175	697
2015	1,069	508
2016	871	368
2017	787	268
2018	713	201
2019	630	152
2020	582	114
2021	547	78
2022	509	50
2023	502	36
2024	428	27
2025	407	0
Total	16,179	6,316

e) Indicadores económicos

Para el proyecto se usó un escenario medio de precios en donde el promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.94 dólares por barril y 5.61 dólares por millar de pie cúbico para

el gas. Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo a la calidad y al poder calórico del hidrocarburo correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto de 63.9 dólares por barril para el aceite y 5.6 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 16,179 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 93,464 millones de pesos. El gasto de operación de 6,316 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Tabla 15 muestra los indicadores económicos antes de impuestos de la Alternativa 1.

Tabla 15. Estimación de inversiones, gastos de operación e ingresos (mmpesos)

Año	Inversión (mmpesos)	Ingresos (mmpesos)	Gasto de aceite (mbpd)	Gasto de gas (mmpcd)	Costos operativos (mmpesos)
2011	3,829	20,631	5.5	670	1,586
2012	1,666	16,614	5.4	521	1,256
2013	2,464	14,430	6.0	426	976
2014	1,175	11,361	5.3	328	697
2015	1,069	8,259	4.3	232	508
2016	871	6,166	3.8	165	368
2017	787	4,577	3.1	119	268
2018	713	3,333	2.1	88	201
2019	630	2,515	1.6	66	152
2020	582	1,887	1.2	50	114
2021	547	1,379	0.7	38	78
2022	509	958	0.6	26	50
2023	502	600	0.5	16	36
2024	428	431	0.3	12	27
2025	407	324	0.3	9	0
Total	16,179	93,464	14.9(mmb)	1,009 (mmpc)	6,316

El flujo de efectivo antes y después de impuestos, así como los impuestos generados (millones de pesos) se muestra en la tabla 16 para el horizonte 2011-2025.

Tabla 16. Flujos de efectivo antes y después de impuestos (mmpesos).

Año	Flujo de efectivo antes de impuestos	Flujo de efectivo después de impuestos	Impuestos
2011	15,215	7,534	7,681
2012	13,692	7,658	6,034
2013	10,990	5,672	5,318
2014	9,489	5,256	4,233
2015	6,682	3,512	3,170
2016	4,928	2,465	2,463
2017	3,522	1,648	1,874
2018	2,419	1,044	1,375
2019	1,733	695	1,038
2020	1,191	418	773
2021	753	200	554
2022	400	-2	402
2023	64	-203	267
2024	-24	-213	188
2025	-83	-227	144
TOTAL	70,971	35,456	35,514

Los resultados económicos correspondientes a la componente de explotación del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17. Indicadores económicos.

Indicadores económicos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN (mmpesos)	54,357	27,920
VPI (mmpesos)	11,109	11,109
VPN/VPI (pesos/pesos)	4.9	2.5

El proyecto obtendría un VPN de 54,357 millones de pesos antes de impuestos y de 27,920 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 Cuenca de Veracruz, la SENER solicitó dicha opinión mediante el oficio No. 512.518-10 respecto de las asignaciones denominadas: 372, 516, 742, 743, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 852, 877, 1112, 1113, 1114, 1308, 1436, 1437, 1438, 1446, 1447, 1448, 1449 y 1575 que la SENER considera como áreas 079-59, 078-58, 079-55, 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 079-57, 079-58, 080-55, 078-57, 080-58, 080-59, 078-53, 081-57, 081-58, 081-59, 079-54, 080-56, 080-57 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 de lo previsto en el Artículo Quinto Transitorio del RLR27, la CNH emite la opinión sobre una asignación petrolera en el momento en que emita el dictamen técnico sobre el proyecto que corresponda, en los términos previstos en la normativa correspondiente.

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

a) Suficiencia de información.

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

De conformidad con el índice de información aprobado por la CNH mediante Resolución CNH.E.03.001/10 la CNH determinó que cuenta con la suficiente información para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se refiere en 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 presentar la parte que corresponde al proyecto Cuenca de Veracruz. Incluir el nombre y cargo de los funcionarios responsables de las principales componentes del proyecto.
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
Suficiente	Comentario: Se muestra la información en el Anexo 3 del documento entregado por Pemex.
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 presentar la parte que corresponde al proyecto Cuenca de Veracruz.
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: Se requiere presentar esta sección conforme lo mencionado en el inciso anterior. Se solicita presentar la parte que corresponde a este proyecto y explicar las diferencias en su caso entre el proyecto presentado a la CNH y lo documentado en cartera como parte del PEG que pertenece a este proyecto.
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).	
Insuficiente	Comentario: Es necesario presentar los nombres de los responsables de las principales componentes del proyecto, no sólo el área responsable.
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: Se sugiere mostrar los indicadores antes y después de impuestos.
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)	
Insuficiente	Comentario: Es necesario desglosarla Figura 5.1 para conocer la calendarización de cada una de las actividades.
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
Insuficiente	Comentario: Es necesario desglosar las actividades del diagrama de Gantt para conocer la calendarización de cada pozo.
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)	
Suficiente	Comentario:

ii. Componente de Explotación

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
Insuficiente	Comentario: Especificar el volumen a incorporar en mmbpce.
1.2 Ubicación	
Suficiente	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
Suficiente	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones; gasto de operación; producciones de aceite, gas y condensados; aprovechamiento de gas; metas físicas; indicadores económicos; capacidad instalada del proyecto para manejo de producción; capacidad de ejecución para perforación y reparación de pozos; mantenimientos) a la fecha de presentación	

Suficiente	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
Suficiente	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
Suficiente	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
Suficiente	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
Suficiente	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
Suficiente	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
Suficiente	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
Suficiente	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
Suficiente	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
Suficiente	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la presión de producción de los campos	
Suficiente	Comentario:
2.2.1 Análisis de pruebas de producción y presión	
Suficiente	Comentario:
2.2.2 Análisis PVT de fluidos	
Suficiente	Comentario:
2.2.3 Pruebas de laboratorio (Permeabilidad, presión capilar)	
Suficiente	Comentario:
2.2.4 Técnica para obtener perfiles de producción	
Suficiente	Comentario:
2.3 Reservas	
2.3.1 Volumen original y factor de recuperación	
Suficiente	Comentario:
2.3.2 Reservas remanentes 1P, 2P y 3P	
Suficiente	Comentario:

3. Principales alternativas	
3.1 Descripción de alternativas	
a) Señalar las tecnologías evaluadas y a evaluar; indicando en qué otros campos en el mundo se aplican o se han aplicado con éxito. En el caso de tecnologías a evaluar, señalar cómo y cuándo se harán	
Insuficiente	Comentario: Se requiere una tabla con tecnologías evaluadas y por evaluar, y en el caso de tecnologías a evaluar señalar cómo y cuándo se harán.
3.2 Metodología empleada para la identificación de alternativas	
Suficiente	Comentario:
3.3 Opciones técnicas y estrategias de ejecución	
Suficiente	Comentario:
3.4 Estimación de producción, ingresos, inversión y costos, desagregar inversiones para abandono, para cada uno de los escenarios analizados	
Suficiente	Comentario:
3.5 Evaluación de alternativas (Detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR y las premisas económicas utilizadas)	
Suficiente	Comentario:
3.6 Análisis de sensibilidad y costos	
Suficiente	Comentario:
3.7 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
Suficiente	Comentario:
4. Estrategia de desarrollo y producción	
4.1 Plan de explotación para la estrategia seleccionada (Diagrama de Gantt con las principales actividades del proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.2 Descripción general de las instalaciones de producción, tratamiento e inyección (Descripción general del tipo de infraestructura a utilizar en el proyecto)	
Suficiente	Comentario:
4.3 Manejo y aprovechamiento de gas	
Suficiente	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
Suficiente	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
Suficiente	Comentario:
4.6 Recuperación primaria, secundaria y mejorada	
Insuficiente	Comentario: Incluir métodos de recuperación contemplados a futuro.
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: Comentar sobre la reutilización de infraestructura.
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)	
Insuficiente	Comentario: Incluir diagramas de Gantt y calendarizar.
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	
Insuficiente	Comentario: Desglosar el calendario a la totalidad del horizonte.
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 consistencia y oportunidad de la información que proporciona Pemex. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que 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 Cuenca de Veracruz, 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, y así obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que Pemex debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas, debido a que no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, estimulación, fracturamiento, instalaciones y procesos de recuperación secundaria.

La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no evalúa la factibilidad de evaluar y explotar el potencial de gas lutita que existe en el área del proyecto, por lo que es necesario que Pemex documente un proyecto nuevo relacionado a la evaluación del potencial y la posible explotación temprana de ese recurso no convencional.

- b) Es necesario incorporar para la componente exploratoria, en las alternativas presentadas, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios, con relación 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 seguridad y la rentabilidad en el largo plazo.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) Las actividades del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 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 Cuenca de Veracruz 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) En el documento presentado por Pemex, se señala que sus principales campos petroleros, geológicamente se encuentra localizados en la Cuenca Terciaria (Novillero, Mirador, Veinte, Vistoso, Apertura y Madera) y en el área Mesozoica (Mata Pionche, Cópite y Mecayucan). 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 hidrocarburos, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que Pemex defina estrategias de explotación por campo.
- c) La estrategia de ejecución reportada en el documento entregado a la Comisión no considera evaluar la aplicabilidad de algún método de recuperación secundaria y/o mejorada. Por lo tanto, la Comisión recomienda que Pemex debe considerar la evaluación del potencial de implementación de técnicas de recuperación secundaria

y/o mejorada, y en caso de aplicar, considerar una estrategia de ejecución que contemple dichas técnicas de recuperación en los campos que sea factible.

- d) 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.
- e) 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) El documento presentado a la Comisión muestra información de análisis de núcleos sólo para los campos Cauchy y Perdiz, pero no se menciona nada sobre análisis de núcleos para el resto de los campos del proyecto. Por lo anterior, es indispensable que Pemex cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para los principales campos de este proyecto. Por lo tanto, 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, 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 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 de aceite del proyecto representan el 0.05% de las reservas totales 2P del país y el 2.68% de las reservas de gas.
- b) La Comisión considera necesario que Pemex realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico.
- c) Se recomienda que Pemex observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos. Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren de los estimados por Pemex en sus reservas (Figura 3 y 4).

Figura 3. Perfiles de producción de aceite del proyecto integral Cuenca de Veracruz.

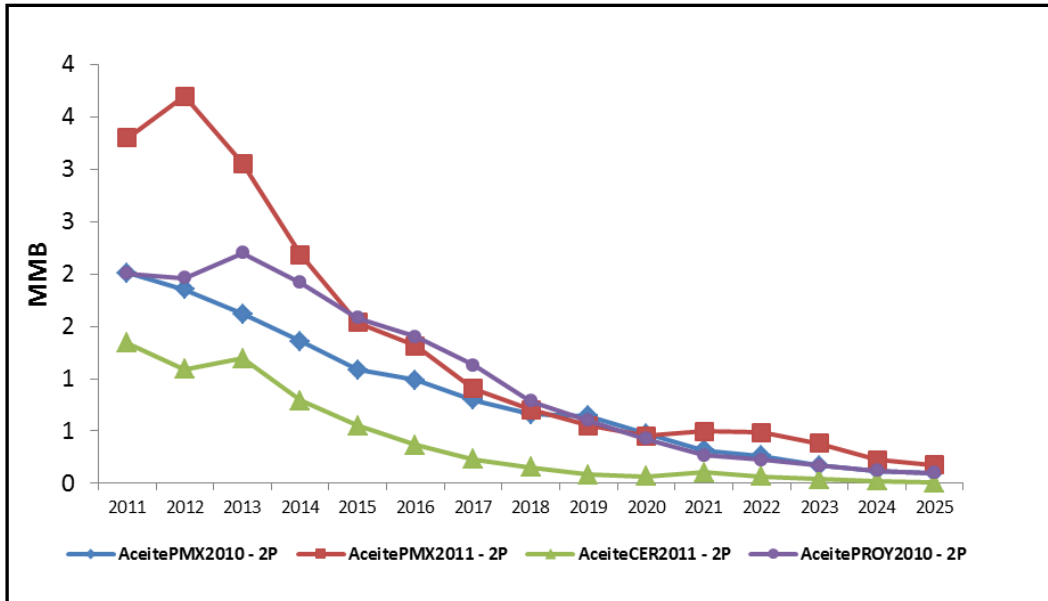
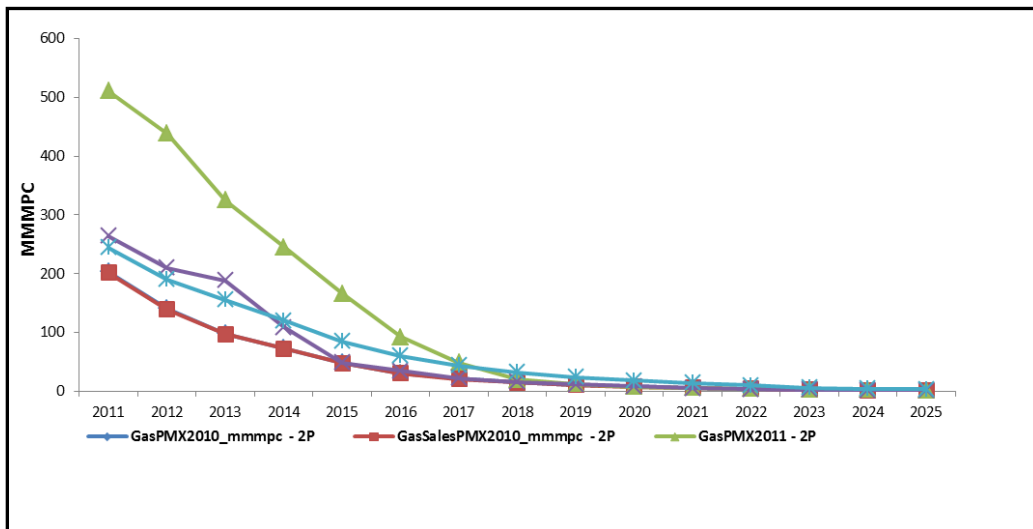


Figura 4. Perfiles de producción de gas, del proyecto integral Cuenca de Veracruz.



d) Pemex deberá proporcionar la certificación por parte de un tercero independiente de cada uno de los campos pertenecientes al proyecto, si la agrupación se define como campos mayores, menores y otros se deberá especificar con detalle los campos que pertenecen a cada uno de estos grupos explicando también los criterios de clasificación.

e) 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 tablas y gráficas correspondientes en esta sección. Estas gráficas y tablas solo tienen como intención observar la consistencia entre los perfiles de reservas de los diferentes análisis.

Asimismo y para fines de observar la magnitud de diferencias que existen entre los valores de lo reportado en reservas y lo mencionado en el proyecto así como también entre lo reportado por el certificador y sus respectivas diferencias con lo que presenta Pemex, se presentan las tablas bajo los análisis siguientes:

Valores de volúmenes a recuperar de Aceite y porcentajes de diferencia respecto al proyecto.

Valores de volúmenes a recuperar de Gas y porcentajes de diferencia respecto al proyecto.

Tabla 18. Volúmenes a recuperar de aceite y diferencias porcentuales respecto al proyecto.

Perfil	Aceite (mmb) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	12	-16%
Proyecto	15	0%
2P 2011	19	31%
2P 2011 CER	6	-59%

Tabla 19. Volúmenes a recuperar de gas y diferencias porcentuales respecto al proyecto.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	661	-34%
Proyecto	1,010	0%
2P 2011	1,882	86%
2P 2011 CER	924	-8%

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 2P 2010 corresponden a Gas de Venta.
- 3) Los valores de 2P 2011 CER, 2P 2011 y Proyecto corresponden a Gas Producido.
- 4) Algunas diferencias en las gráficas y tablas de reservas en el horizonte analizado pueden variar debido a que la información enviada del proyecto por Pemex no contiene explícitamente todos los campos que se analizaron en las base de datos de reservas, por lo que esta información solamente debe ser tomada como referencia para observar que pueden existir diferencias significativas que deben realizarse con un mayor análisis.
- 5) Los certificadores de reservas solo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción solo contiene los campos certificados.

iii. Ingeniería de yacimientos.

- a) La comisión considera necesario que la documentación del proyecto debe contener el comportamiento del histórico de presiones estáticas y de producción de los principales yacimientos. Adicionalmente, es importante que se realicen análisis de balance de materia para estudiar los mecanismos de empuje presentes en todos los yacimientos considerados como principales.
- b) Pemex deberá presentar las características de los modelos utilizados para la estimación de los pronósticos de producción de hidrocarburos de todos los yacimientos principales, y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
- c) Esta Comisión considera que se deben documentar, para los campos principales de este proyecto, todas las propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.) a nivel de yacimiento.
- d) PEP debe presentar, para los principales campos del proyecto, las características y propiedades principales empleadas en la aplicación del método de curvas de declinación, así como también describir la metodología aplicada para la estadística de los pozos productores que se usa para la estimación del pronóstico de producción del proyecto.

- e) La CNH considera que Pemex debe realizar un análisis exhaustivo de las tecnologías de explotación que está planteando para el proyecto, debido a que no contempla temas fundamentales como adquisición de información para la actualización de modelos, productividad de pozos y mecanismos de producción primaria.

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 y de exploración en la zona que abarca cada pozo a taponar.

v. Productividad de pozos.

Las pruebas de presión-producción son importantes para la elaboración de un modelo dinámico basado en la caracterización de los yacimientos y estudios de productividad, los cuales además, son elementales para el diseño de pruebas pilotos en proyectos de recuperación secundaria.

- a) Debido a lo anterior la CNH recomienda que Pemex realice pruebas de presión para determinar con mayor precisión las propiedades del sistema roca-fluidos que contribuyen a la producción.

vi. Instalaciones superficiales

vi.1 Abandono de Instalaciones.

Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de 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 adicional y la evaluación del potencial y posible explotación de hidrocarburos no convencionales como el gas lutita antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos de los campos existentes y la posible explotación adicional en zonas aun desconocidas.
- 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 de que de acuerdo con el perfil de producción, por lo que 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 solamente presenta un cuadro que muestra el detalle de puntos de venta y corrientes de campo que se inyecta a ductos de gas, los puntos de venta de aceite y los tipos de medidores empleados en las instalaciones del Activo Integral Veracruz y su ubicación.

- a) De acuerdo a lo documentado en el proyecto, Pemex no observa la medición como sistema integral no especificando las incertidumbres que se manejan en las mediciones ni tampoco si estas se llevan a cabo mediante controles telemétricos, para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar en todos los puntos técnicamente posibles la cantidad y calidad de los hidrocarburos, base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causación del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción de los campos y por lo tanto del proyecto.
- b) Se deben 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.
- c) La Comisión considera necesario dar seguimiento y evaluación constante al funcionamiento de instalaciones, equipos e instrumentos de medición, así como también a los volúmenes y calidad de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento. Todo ello contribuirá a evaluar y cuantificar la eficiencia del proyecto.

- d) La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición que con base en un Plan Estratégico de Medición se incluyan elementos humanos y materiales, en el cual 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 y 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 PEMEX 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.

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

vi.4 Procesos de recuperación secundaria y mejorada.

- a) La Comisión considera necesario que Pemex realice los estudios necesarios para analizar la factibilidad de implementar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en los campos de este proyecto.
- b) PEP debe evaluar el potencial de aplicación de los métodos de recuperación secundaria en todos los yacimientos del proyecto, implementando los que aplique.

Además, para los procesos de recuperación secundaria que apliquen, Pemex debe incluir un programa donde se especifiquen detalladamente las actividades principales a realizarse en cada yacimiento del proyecto.

c) Aspectos Económicos.

- **Componente Exploración.**

El análisis económico de proyectos de exploración 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 debe considerar que las localizaciones pueden ser 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:

Tabla 20. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del aceite	70.1	usd/barril
Precio de gas	5.9	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 21 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si la componente de

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.

Exploración del Proyecto Cuenca de Veracruz, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 21. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Concepto	Unidad	Alternativa 1 Seleccionada
VPN/VPI	pesos/pesos	3.2
VPN	mmpesos	32,258
Recursos prospectivos	mmbpce	426
Costo de descubrimiento	usd/bpce	2.3

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, . Esta alternativa presenta el mejor VPN antes y después de impuestos y las mejores relaciones VPN/VPI y 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, la Comisión coincide con PEP en que, de las alternativas analizadas, la alternativa 1 es la que debe desarrollarse.

- c) De acuerdo al Oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado a la clase de costos del proyecto, hacen referencia 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 Pemex para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto (componente de explotación). El objetivo es determinar si el proyecto Integral Cuenca de Veracruz es rentable o no 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 Pemex.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo igual a 63.9 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5.6 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.
- Se considera la cota superior del costo (cost-cap) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada para el Presupuesto de Egresos).
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre explotación y desarrollo.

Los resultados económicos, calculados por PEMEX, antes y después de impuestos correspondientes al proyecto se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22. Indicadores económicos Pemex.

Indicadores económicos	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor presente neto, VPN	mmpesos	54,357	27,920
Valor presente de la inversión, VPI	mmpesos	11,109	11,109
Relación VPN/VPI	peso/peso	4.9	2.5
Relación beneficio costo, RBC	peso/peso	4.4	1.7

- a) Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos. Situación que fue verificada por esta Comisión.
- b) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó Pemex. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo. Dado que la alternativa 1 logra la mayor producción de hidrocarburos y, por lo tanto, resulta la más rentable; además, ésta es la más robusta ante cambios en las condiciones económico financieras (excepto por cambios en el precio de los hidrocarburos; sin embargo, el proyecto produce principalmente gas no asociado).
- 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) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2022 y después de impuestos a partir del año 2024. La rentabilidad del proyecto aumentaría si el periodo de extracción se limita (antes de que

los flujos de efectivo sean negativos); de ser este el caso, se observaría un incremento del VPN; dicha situación podría evaluarse a futuro y proponer alternativas que permitan extender los flujos de efectivo positivos del proyecto.

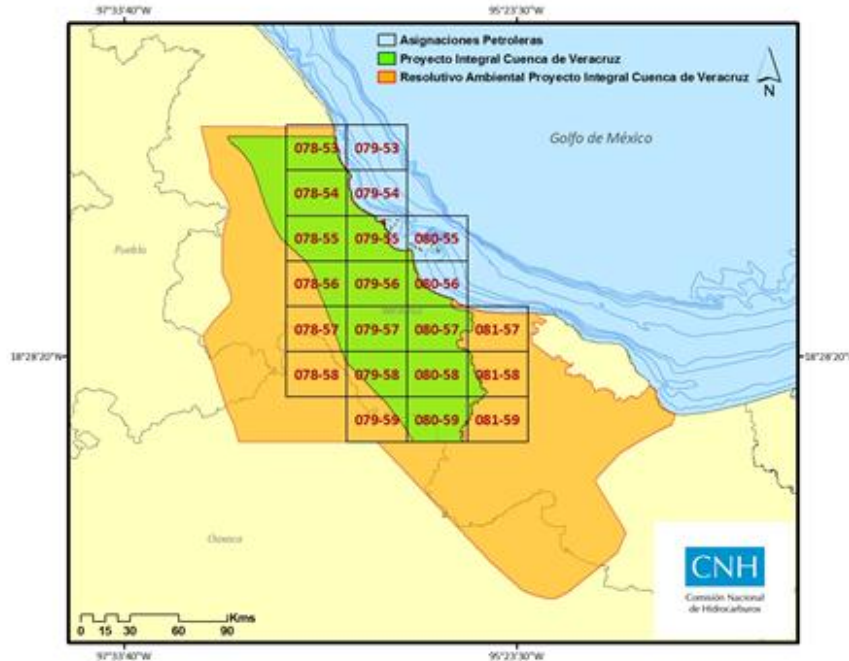
d) Aspectos Ambientales

De la información señalada por Pemex en relación con esta componente, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el proyecto ambiental “Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Programa Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de Pemex Exploración y Producción.”

En relación con estos proyectos, Pemex obtuvo las siguientes autorizaciones:

- Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.4659.07 de fecha 13 de julio de 2010 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Cuenca de Veracruz 2002-2025 (Programa Estratégico de Gas) en el Activo Integral Veracruz de Pemex Exploración y Producción” con una vigencia de 37 años a partir de la fecha de emisión del resolutivo.

Figura 5: Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz.



Con base en lo anterior, esta Comisión concluye:

- a) Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto Integral Cuenca de Veracruz.
- b) De acuerdo a la Figura 5 las áreas 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 078-57, 079-57, 080-57, 078-58, 079-58, 080-58, 081-58, 079-59, 080-59 y 081-59 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.DG.4659.10).
- c) Las áreas 078-53, 079-54, 079-55, 080-55, 080-56 y 081-57 cuentan de manera parcial con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).

- d) El área 079-53 no cuenta con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT).
- e) 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.
- f) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- g) En caso de que lo mencionado en el inciso e) 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.
- h) 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 Cuenca de Veracruz, 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 Cuenca de Veracruz.
- i) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en los oficios resolutivos mencionados con sus respectivas modificaciones para brindarle claridad al proceso de verificación ambiental.

j) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

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

e) Aspectos de Seguridad Industrial.

- **Componente Exploratoria.**

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

Identificación de peligros. Durante las fases de desarrollo del proyecto los riesgos de seguridad industrial más relevantes están relacionados principalmente a las actividades de adquisición de información sísmica (tales como la perforación de pozos someros y detonación de explosivos), la construcción de los caminos y localizaciones, la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo y la construcción de la infraestructura necesaria.

En el campo en lo que respecta a materia de seguridad y salud se han identificado los siguientes peligros y riesgos:

- Transporte de personal al sitio de trabajo.
- Manejo del personal de sustancias y/o materiales peligrosos.
- Contacto del personal con fauna nociva.
- Requerimiento del personal de equipo especial para el manejo de equipos y herramientas.
- Condiciones meteorológicas adversas
- En casos extremos, la comunidad del sitio.

- Cuando en las instalaciones de Petróleos Mexicanos o de las compañías prestadoras de servicios se requiera tomar medidas de seguridad debido a las operaciones que se realizan.

Conforme se desarrollan las actividades del proyecto (preparación y selección del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono); se aplican medidas de seguridad con base en la normatividad vigente en materia de seguridad industrial y protección ambiental de PEMEX Exploración y Producción, para minimizar tales riesgos y de igual forma para las compañías prestadoras de servicios.

En especial la adquisición de información sísmica está sujeta al cumplimiento de regulaciones legales a nivel mundial y a nivel nacional; por lo que es de importante aplicar los procedimientos y las prácticas de operación requeridas en el trabajo.

Para ello se debe contar con el sistema de administración del plan de higiene, seguridad y ecología, que tiene como compromiso asegurar la participación de todo el personal, tanto de PEMEX como de las compañías prestadoras de servicio, y de proveer los recursos necesarios para desarrollar y mantener el plan.

Dentro del programa de capacitación se impartirán cursos tales como manejo de materiales y residuos peligrosos, talleres de análisis de riesgos y sistema de permisos para trabajos con riesgo.

Se deberán utilizar los elementos y dispositivos de uso personal diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades que pudieran ser causados por las actividades citadas anteriormente; para ello se determinará el equipo de protección personal (EPP) requerido en cada puesto de trabajo, de acuerdo al análisis de riesgo a los que están expuestos los trabajadores, en las actividades especiales, de rutina o de emergencia que tengan asignadas.

Se tendrá que verificar que el EPP que se proporcione a los trabajadores, cumpla con las especificaciones establecidas en las normas oficiales mexicanas en vigor (Reglamento federal de seguridad, higiene y medio ambiente de trabajo, en la NOM-017-STPS-2001, en la ley federal del trabajo, entre otras). Asimismo, es necesario capacitar y adiestrar al trabajador sobre el uso adecuado del EPP y verificar que en las áreas de trabajo lo tengan completo y lo usen correctamente, al igual que comprobar que se encuentre en buenas condiciones; de no ser así, este equipo deberá sustituirse.

Evaluación de riesgos operativos. En la etapa operativa del desarrollo del proyecto, se tienen varias actividades que conllevan riesgos en su ejecución que podrían afectar el cumplimiento de las metas del proyecto.

1. Los riesgos técnicos en la ejecución de este proyecto son: accidentes mecánicos, falta de precisión (inherente en la industria petrolera) de las herramientas técnicas utilizadas para la determinación de los límites del yacimiento, del contacto agua-gas, porosidad, permeabilidad, etcétera.
2. La presencia de gas, zonas con agua y presiones anormales en objetivos profundos, han dificultado algunas operaciones de perforación, cementación y terminación. Esta situación ha derivado en el incremento sustancial de tiempos y costos no programados.
3. La perforación deberá adecuarse a la visión de equipos de alto desempeño, para manejar el proceso bajo niveles de clase mundial, con la aplicación de la metodología VCDSE.

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 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 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 74 y API RP 75L dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) La Comisión recomienda que la identificación y evaluación de los riesgos operativos se debe realizar con un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas 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
- d) Como complemento a la evaluación de los riesgos operativos, la Comisión recomienda que Pemex deberá acreditar que cuenta con elementos que componen el estudio general de seguridad industrial, tales como:
- Capacidad operativa y en infraestructura, ya sea propia o adquirida mediante contratación de bienes o servicios.
 - Una organización y estructuración de la normatividad, estándares y procedimientos internos para la mitigación de los riesgos y consecuencias inherentes a las actividades mencionadas.

- Actualización y verificación de indicadores del cumplimiento de la normatividad interna.
 - Suficiencia organizacional y de coberturas financieras contingentes.
 - Planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros para las actividades mencionadas del proyecto.
 - Documentos técnicos y descripción de permisos gubernamentales tales como la autorización de uso de suelo, planos de localización de los pozos, plan de administración de la integridad, entre otros.
- e) En muchas de las operaciones de perforación de pozos exploratorios y toma de información, intervienen externos, por lo que la Comisión considera imperante contar con empresas especialistas en esta clase de trabajos, con experiencia certificada y calificada, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además de realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.
- f) 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 de 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 en el proyecto se han identificado los siguientes peligros y riesgos:

1. Transporte de personal al sitio de trabajo.
2. Manejo del personal de sustancias y/o materiales peligrosos.
3. Contacto del personal con fauna nociva.
4. Requerimiento del personal de equipo especial para el manejo de equipos y herramientas.
5. Condiciones meteorológicas adversas
6. En casos extremos, la comunidad del sitio.

Asimismo se menciona que conforme se desarrollan las actividades del proyecto (preparación y selección del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono); se aplican medidas de seguridad de acuerdo la normatividad vigente en materia de seguridad industrial y protección ambiental.

También mencionan aspectos relacionados con la capacitación a través de terceros y de los procedimientos para el uso de equipo de protección personal.

Evaluación de riesgos operativos. En cuanto a la evaluación de riesgos mencionan que en la etapa operativa del desarrollo del proyecto, se tienen varias actividades que conllevan riesgos en su ejecución que podrían afectar el cumplimiento de las metas del proyecto entre las cuales están:

1. Los riesgos técnicos en la ejecución del proyecto tales como accidentes mecánicos, falta de precisión (inherente en la industria petrolera) de las herramientas técnicas utilizadas para la determinación de los límites del yacimiento, del contacto agua-gas, porosidad, permeabilidad, etcétera.
2. Perforación y terminación de pozos.

3. Las características geológicas de las rocas en objetivos profundos, la presencia de gas y zonas con agua y presiones anormales que derivan en el incremento sustancial de tiempos y costos no programados.

Por lo descrito anteriormente y en función a la actividad física a realizar dentro del proyecto se reconoce que se está llevando a cabo un importante esfuerzo en camino de la seguridad sin embargo esta debe ser planeada como un sistema de administración integral de la misma.

La identificación y evaluación de riesgos no especifica claramente las metodologías o procedimientos implementados los cuales deberán contener elementos que incluyan 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.

Por lo anterior, la Comisión señala que:

- 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 74 y la API RP 75L.

- 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 y recomendaciones

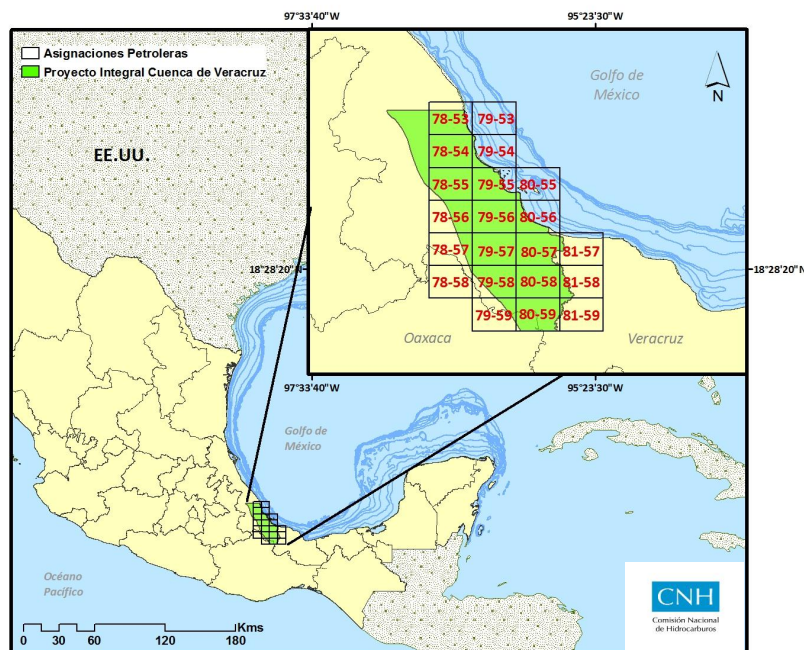
CONCLUSIONES

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

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes al Proyecto Integral Cuenca de Veracruz.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las asignaciones petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 372, 516, 742, 743, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 852, 877, 1112, 1113, 1114, 1308, 1436, 1437, 1438, 1446, 1447, 1448, 1449 y 1575 que la SENER considera como áreas 079-59, 078-58, 079-55, 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 079-57, 079-58, 080-55, 078-57, 080-58, 080-59, 078-53, 081-57, 081-58, 081-59, 079-54, 080-56, 080-57 y 079-53 . Figura 6.

Figura 6. Asignaciones Petroleras del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz.



- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la SENER que valore la conveniencia de otorgar un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I y II del dictamen técnico y entregar un reporte anual de seguimiento conforme a dichos Anexos que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

El reporte de métricas deberá presentarse en formato electrónico y por escrito, dentro de la primera semana del mes de febrero de cada año, a partir del siguiente a aquél en que se hubiere emitido este dictamen, en el entendido que la Comisión podrá solicitar la comparecencia del funcionario de Pemex responsable del proyecto, cuando lo considere necesario.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto, de acuerdo al artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Resolución CNH.06.002/09), Pemex estará obligado a obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado, para lo cual deberá cumplir con los elementos señalados en dicha Resolución CNH.06.002/09.

- e) El presente dictamen establece condicionantes como acciones que deberá atender el operador (Pemex), para mantener el dictamen del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz como favorable, lo que le permitirá darle continuidad a un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante, PEP deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos. Ver apartado VIII.
- f) Se estima indispensable sugerir a la SENER que las condicionantes a las que se refiere el apartado anterior se integren en los términos y condiciones de los títulos de asignaciones petroleras correspondientes.

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

RECOMENDACIONES

- a) El Proyecto Integral Cuenca de Veracruz, está documentado ante la SHCP como un proyecto avalado por el proyecto Programa Estratégico de Gas (PEG). La Comisión considera conveniente que se desagregue el proyecto para dar mayor transparencia tanto al seguimiento de los proyectos como al análisis del portafolio de inversiones de Pemex; además, esto apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de explotación del país.
- b) En la documentación presentada Pemex señaló que el Proyecto Integral Cuenca de Veracruz forma parte del proyecto Programa Estratégico de Gas, pero no se encuentra detallado dentro de la documentación del PEG. Esta Comisión recomienda que se lleve un control de los cambios en las inversiones, objetivos, alcances y actividades de todos sus proyectos, en este caso, el Proyecto Integral Cuenca de Veracruz. Lo anterior, aunque la SHCP no lo solicite e independientemente de dónde se documente.
- c) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- d) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- e) Tanto la identificación como la evaluación de riesgos operativos, deben complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normatividad

de seguridad, aplicable de acuerdo al marco normativo mexicano o internacional. Asimismo, tanto para la perforación de pozos, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como la API RP 74 y la API RP 75L, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

- f) Para la evaluación de los riesgos operativos, se debe realizar un enfoque orientado a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas 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.
- g) Pemex deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- h) Pemex deberá solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
- i) Pemex debe documentar los planes de cada una de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos bajo los lineamientos para el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictamen que haya emitido la Comisión, vigentes en ese momento.
- j) Pemex debería desarrollar programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.

- k) Es recomendable que se actualice el modelo estático con la nueva información que se ha recopilado del campo en los últimos años, el cual le permitirá identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras y áreas sin drenar.

- l) Se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión, dado que la información proporcionada por PEP no señala con exactitud el área de influencia de las actividades del proyecto en comento, así como la totalidad de los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados.

- m) 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, busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.

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

VIII. Condicionantes

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex), para mantener el dictamen así como la opinión técnica favorable del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz como favorable con condicionantes, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución, que tiene compromisos contractuales.

Para atender cada condicionante, Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

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

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

1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Integral Veracruz, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la estimación de reservas al 1 de enero del 2011

que reporta Pemex en el proyecto Veracruz es 86% superior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen y 34% menor respecto a la evaluación de reservas al 1 de enero del 2010.

Tabla 23. Reserva de Gas Proyecto Cuenca de Veracruz.

Perfil	Gas (mmmpc) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	661	-34%
Proyecto	1,010	0%
2P 2011	1,882	86%
2P 2011 CER	924	-8%

- b) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador.
 - c) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis de las tecnologías de explotación, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación; mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión, producción, metas físicas, etc.) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
 - d) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2024 y después de impuestos a partir del año 2022, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos

de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria a implementar en los campos del proyecto, iii) desarrollo de tecnología; y iv) diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.

3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
4. Pemex deberá enviar a la Comisión una copia del Informe Final al término de los estudios geofísicos (Sísmica 3D, gravimetría, magnetometría) y de los estudios geológicos que realice en relación con este proyecto.
5. Pemex debe elaborar un análisis de la factibilidad sobre el desarrollo de un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos, para realizar escenarios dependiendo del resultado que se obtenga en todos los elementos presentes del sistema petrolero y play analizado, sobre todo en las primeras oportunidades a perforar.
6. En el caso de éxito exploratorio, PEP deberá presentar el programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte o análisis de núcleos, experimentos de laboratorios, entre otros; para determinar características del sistema roca-fluidos que permitan apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos o de los cuales se logren incorporar reservas de hidrocarburos.
7. Pemex deberá informar a la Comisión sobre los resultados de los pozos exploratorios en un plazo no mayor a tres días hábiles después de la terminación o en el momento en que Pemex haga público el resultado a través de su página de internet o medios nacionales o internacionales, lo que suceda primero. Para ello, deberá utilizar el formato indicado en el Anexo III.

8. Pemex deberá presentar las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
9. Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto o en su caso, presentar el programa de actualización de autorizaciones que cubran las actividades y el área total del proyecto.
10. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Veracruz que permita continuar con la operación de manera más segura.
11. Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
12. Dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto, Pemex deberá implementar, en un plazo máximo de 12 meses, un programa de identificación de riesgos, evaluación de riesgos, mecanismos de mitigación de riesgos y plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tales como las Normas API RP 74 y la API RP 75L.
13. Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la CNH emitió mediante la

Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

14. Pemex deberá enviar a la Comisión, en un lapso no mayor a 30 días hábiles a partir de que surta efectos la notificación de la resolución basada en el presente dictamen, el detalle de los trabajos que ha venido realizando, así como los planes futuros, relacionados con la exploración y explotación de los yacimientos de lutitas gasíferas o Shale Gas. Además, deberá documentar sus actividades como proyecto nuevo, independiente al proyecto integral Veracruz, y solicitar las respectivas asignaciones petroleras. De esta manera la Comisión estará en posibilidad de emitir el dictamen y, en su caso, dar seguimiento a las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos no convencionales de esa área del país.

IX. Opinión a las asignaciones petroleras

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

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

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

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

En este sentido, se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, para las asignaciones que corresponden a dicho proyecto, números: 372, 516, 742, 743, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 852, 877, 1112, 1113, 1114, 1308, 1436, 1437, 1438, 1446, 1447, 1448, 1449 y 1575 que la SENER considera como áreas 079-59, 078-58, 079-55, 078-54, 078-55, 078-56, 079-56, 079-57, 079-58, 080-55, 078-57, 080-58, 080-59, 078-53, 081-57, 081-58, 081-59, 079-54, 080-56, 080-57 y 079-53

Métricas del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz. Componente Exploración.

PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE VERACRUZ COMPONENTE DE EXPLORACIÓN

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2035	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	387	435	607	157	235	943	133	105	13,509	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos exploratorios	(número)	Programa	5	6	7	2	3	2	2	2	155	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica	(km2)	Programa	0	0	0	0	0	675	0	0	2,400	25
	(km2)	Real										
Seguimiento												
1.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	2	6	3	0	0	0	0	0	276	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	12	30	65	23	29	16	4	2	426	NA
1.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	27	58	152	45	75	42	10	7	704	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										

NA. No Aplica.

* Información que deberá presentar Pemex

Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 25% en el total y de manera anual.

Métricas del Proyecto Integral Cuenca de Veracruz. Componente Explotación.

PROYECTO INTEGRAL CUENCA DE VERACRUZ COMPONENTE EXPLOTACIÓN

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".	Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2025)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
Modificación Sustantiva									
Inversión	(mmpesos)	3829	1666	2464	1175	1069	5,976	16,179	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	1,586	1,256	976	697	508	1,293	6,316	10
Qo Promedio.	(mbd)	5.49	5.37	6.03	5.25	4.33	-	14.9 (mmb aceite)	10
Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.	Objetivo mejorar la productividad de producción de los pozos de desarrollo concebida desde su perforación y terminación utilizando tecnologías modernas. Se considera la perforación y terminación de pozos desviados con alto y bajo ángulo, verticales y horizontales así como multilaterales, según convenga de acuerdo a la particularidad presentada por cada yacimiento; todos terminados a partir de macroperas a fin de optimizar el desarrollo de los yacimientos, costo de perforación, minimizar el impacto al medio ambiente y reducir las afectaciones a las comunidades.								
Seguimiento Proyecto									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Perforación.	(número)	26	26	19	1	0	0	72	NA
Terminación.	(número)	25	25	21	1	0	0	72	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	17	3	3	0	1	1	26	NA
Mantenimiento de pozos.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sísmica.	(km2)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Sistemas Artificiales de Producción.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	* Pemex	NA

NA. No aplica

ND. No disponible

* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

Informe de terminación del pozo exploratorio XXXX				Fecha:	
Municipio o entidad federativa:					
Región:					
Activo:					
Proyecto:					
Formación:					
Coordenadas:			Conductor	Objetivo 1	Objetivo n
Longitud:		X:			
Latitud:		Y:			
Núm. de equipo de perforación:					
Propietario:					
Capacidad (HP)					
Tirante de agua (m):					
Profundidad total (m):	Vertical:		Desarrollada:		
Fecha de inicio de perforación:					
Fecha de termino de perforación:					
Fecha de inicio de terminación:					
Fecha de terminación:					
Resultados					
Estado mecánico del pozo: (ajustar de acuerdo al pozo)					
Conductora (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Superficial (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Intermedia (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Explotación (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Profundidad total (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Pruebas de producción (ajustar de acuerdo a las pruebas):					
Intervalo 1 (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Formación:					
Qo (bpd):					
Qg (Mpcd):					
RGA(m3/m3):					
Estrangulador (pg):					
Densidad del aceite (API):					
Agua (%)					
Salinidad (ppm):					
pH:					
Sedimentos (%):					
Volumen incorporado (Mbpce):	1P	2P	3P		
Reserva incorporada (Mbpce):	1P	2P	3P		
Respecto al proyecto de delimitación y/o desarrollo del campo descubierto:					
Describir la manera en la que se desarrollará el campo descubierto:					
Fecha para la presentación del proyecto a la CNH para dictamen:					
Observaciones:					
Firmas de los responsables:	Administrador o gerente				
Notas:					
La M es de millones.					