



**GOBIERNO  
FEDERAL**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# **DICTAMEN DEL PROYECTO INTEGRAL BURGOS**

**ENERO 2012**

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RESUMEN DEL DICTAMEN .....</b>	<b>6</b>
<b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>	<b>14</b>
<b>IV. RESUMEN DEL PROYECTO INTEGRAL.....</b>	<b>18</b>
A. COMPONENTE DE EXPLORACIÓN .....	18
a) <i>Ubicación</i> .....	18
b) <i>Objetivo</i> .....	19
c) <i>Alcance</i> .....	19
d) <i>Volumen, Recursos Prospectivos y Estrategias Exploratorias</i> .....	19
e) <i>Inversiones exploratorias, inversiones del posible desarrollo y gasto de operación</i> .....	24
f) <i>Indicadores económicos</i> .....	25
B. COMPONENTE DE EXPLOTACIÓN .....	26
a) <i>Ubicación</i> .....	26
b) <i>Objetivo</i> .....	28
c) <i>Alcance</i> .....	28
d) <i>Inversiones y gasto de operación</i> .....	31
e) <i>Indicadores económicos</i> .....	31
<b>V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMEN .....</b>	<b>34</b>
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	35
i. <i>Componente de Exploración</i> .....	36
ii. <i>Componente de Explotación</i> .....	38
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN .....	41
<b>VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD .....</b>	<b>42</b>
A) ASPECTOS ESTRATÉGICOS .....	42
i. <i>Análisis de alternativas</i> .....	42
ii. <i>Formulación del proyecto</i> .....	43
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA. ....	44
i. <i>Modelos geológico, geofísico y petrofísico</i> .....	44
ii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i> .....	44
iii. <i>Ingeniería de yacimientos</i> . ....	46
iv. <i>Intervenciones a pozos</i> . ....	47
v. <i>Productividad de pozos</i> .....	48
vi. <i>Instalaciones superficiales</i> .....	48
vii. <i>Procesos de recuperación secundaria</i> . ....	52
C) ASPECTOS ECONÓMICOS. ....	52
D) ASPECTOS AMBIENTALES .....	57
E) ASPECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	62
<b>VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>70</b>
<b>VIII. CONDICIONANTES.....</b>	<b>75</b>
<b>IX. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES PETROLERAS .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO I.....</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO II .....</b>	<b>83</b>
<b>ANEXO III .....</b>	<b>84</b>

## I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del dictamen realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado al Proyecto Integral Burgos.

El Proyecto Integral Burgos es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex) como un Proyecto de Exploración y Explotación desarrollado por el Activo Integral Burgos, 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: 1, 3, 8, 9, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 330, 331, 332, 333, 334, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 361, 363, 383, 384, 386, 391, 782, 784, 785, 810, 811, 812, 813, 906, 988, 989, 990, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1145, 1394, 1395, 1397, 1398, 1399, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407, 1408, 1414, 1415, 1416, 1417, 1418, 1419, 1420, 1421, 1422, 1423, 1424, 1425, 1470, 1471, 1472, 1473, 1474, 1475, 1476, 1477, 1478, 1479, 1480, 1481, 1482, 1483, 1484, 1485, 1486, 1487, 1488, 1489, 1490, 1491, 1492, 1493, 1494, 1495, 1496, 1497, 1498, 1499, 1506, 1507, 1508, 1509, 1510, 1511, 1512, 1513, 1515, 1516, 1517, 1518, 1519, 1520, 1521, 1522, 1523, 1524, 1525, 1526, 1527, 1530, 1531, 1533, 1534, 1535, 1536, 1537, 1538, 1540, 1541, 1543, 1544, 1545, 1546, 1547, 1548, 1549, 1550, 1551, 1574 y 1578, que la SENER considera como áreas: 059-20, 059-19, 065-17, 064-21, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 060-19, 065-22, 066-22, 065-23, 066-23, 064-14, 064-16, 063-16, 062-16, 064-17, 063-17, 062-17, 069-30, 069-31, 071-32, 072-32, 072-33, 070-32, 070-28, 073-32, 073-33, 064-22, 064-23, 065-21, 066-21, 071-30, 062-21, 062-22, 062-23, 063-21, 063-22, 063-23, 065-16, 066-16, 066-17, 069-26, 069-27, 070-26, 070-27, 070-30, 070-31, 071-29, 071-31, 072-30, 062-20, 062-24, 063-20, 063-24, 063-25, 064-20, 064-24, 064-25, 064-26, 064-27, 065-24, 065-25, 071-26, 071-27, 071-28, 072-27, 072-28, 072-31, 073-31, 074-27, 074-28, 074-29, 075-28, 075-29, 073-28, 073-29, 073-30, 074-30, 074-31, 074-32, 074-33, 075-30, 075-31, 075-32, 075-33, 069-29, 070-29, 069-22, 069-23, 069-24, 070-24, 070-25, 067-22, 068-21, 068-22, 069-21, 069-25, 069-28, 072-29, 073-27, 075-27, 076-28, 076-29, 076-30, 065-20, 066-20, 067-20, 067-21, 067-23, 068-20, 068-23, 072-26, 064-19, 065-18, 065-19, 065-26, 066-18, 066-19, 066-24, 066-25, 066-26, 067-19, 067-24, 067-25, 067-26, 059-17, 059-18, 060-17, 060-18, 061-16, 061-17, 061-18, 061-19, 062-18, 062-19, 063-18, 063-19, 064-

15, 064-18, 065-15, 065-27, 066-27, 067-27, 068-25, 067-18 y 068-24, mediante oficio No. PEP-SRN-1430/2010, fechado el 6 de diciembre del 2010 y recibido en la Secretaría el día 22 de diciembre del 2010.

El dictamen del Proyecto Integral Burgos 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 analizó la información originalmente proporcionada por Pemex-Exploración y Producción (PEP), así como los alcances de la información presentada a solicitud de esta Comisión, misma que a continuación se enlista:

1. Oficio No. 512.010-11, de fecha 10 de enero de 2011, emitido por la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría Energía (SENER), por el que esa dependencia remite la siguiente información:
  - Información técnico económica del Proyecto.
  - Información técnico-económica para documentar las Asignaciones Petroleras asociadas a dicho Proyecto.
2. Oficio SPE-GRHYPE-022/2011, recibido en la CNH el 28 de enero del 2011 por parte de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, relacionado con la Clase de Costos del Proyecto
3. Oficio SPE-515/2011, recibido en la CNH el día 8 de septiembre del 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos de exploración y explotación.

La información presentada por PEP, así como los requerimientos de información adicional de la CNH se ajustaron a los índices de información y contenidos para la evaluación de los proyectos

de explotación y exploración 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 económico-financiera del proyecto.
- f. Plan de ejecución del proyecto.
- g. Seguridad industrial.
- h. Medio ambiente.

## II. Resumen del dictamen

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

- ***Estrategia de exploración***

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

- ***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, PEP presentó la evaluación de tres alternativas; sin embargo, debe documentar en su proyecto el análisis de alternativas tecnológicas, entre las que destacan:

- Evaluación del potencial y posible explotación temprana de gas lutita.
- Optimización del manejo de la producción en superficie.
- Recuperación secundaria.
- Adquisición de información para la actualización de modelos.
- 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.

- ***Factor de recuperación***

El plan de explotación presentado por PEP contempla una meta de factor de recuperación de 66% en un horizonte de planeación a 15 años. Esta Comisión considera que este nivel de recuperación se podría mejorar aplicando métodos de recuperación secundaria en todos los campos del proyecto. Además, Pemex deberá presentar el proyecto en un horizonte de planeación de más de 15 años, sin que eso genere pérdida de valor por rebasar el límite económico.

- ***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 Burgos en cuanto a la identificación de riesgos operativos para las actividades descrita en el proyecto, resulta importante que PEP cuente con un programa de identificación y 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 los proyectos ambientales “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022” y “Proyecto Regional Cuenca de Sabinas Piedras Negras 2007-2027”.

Las áreas 065-16, 065-17, 064-18, 065-18, 064-19, 065-19, 066-19, 063-20, 064-20, 065-20, 066-20, 067-20, 063-21, 064-21, 065-21, 066-21, 067-21, 063-22, 064-22, 065-22, 066-22, 067-22, 068-22, 063-23, 064-23, 065-23, 066-23, 067-23, 068-23, 064-24, 065-24, 066-24, 067-24, 068-24, 064-25, 065-25, 066-25, 069-25, 065-26, 069-26, 069-27, 070-27, 071-27, 069-28, 070-28, 071-28, 072-28, 073-28, 074-28, 070-29, 071-29, 072-29, 073-29, 074-29, 075-29, 071-30, 072-30, 073-30, 074-30, 072-31, 073-31, 074-31, 072-32, 074-32, 075-32 Y 074-33 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.

Las áreas 064-15, 065-15, 064-16, 066-16, 063-17, 064-17, 066-17, 063-18, 066-18, 067-18, 062-19, 063-19, 067-19, 062-20, 068-20, 062-21, 068-21, 069-21, 062-22, 069-22, 062-23, 069-23, 062-24, 063-24, 069-24, 070-24, 063-25, 070-25, 064-26, 066-26, 067-26, 064-27, 065-27, 066-27, 070-26, 071-26, 072-26, 072-27, 073-27, 074-27, 075-27, 075-28, 076-28, 069-29, 076-29, 069-30, 070-30, 075-30, 076-30, 070-31, 071-31, 075-31, 071-32, 073-32, 073-33 Y 075-33 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

Así como las áreas 064-14, 061-16, 062-16, 063-16, 059-17, 060-17, 061-17, 062-17, 059-18, 060-18, 061-18, 062-18, 059-19, 060-19, 061-19, 059-20, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 067-27, 069-31, 070-32 Y 072-33 no 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.

En resumen, de las 152 asignaciones que componen al Proyecto Integral Burgos, el 43.42% (66 asignaciones) se encuentran amparadas ambientalmente en su totalidad, el 38.15 % que corresponde a 58 asignaciones se encuentra amparado parcialmente y el 18.42 % correspondiente a 28 asignaciones no se encuentra amparado ambientalmente.

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.

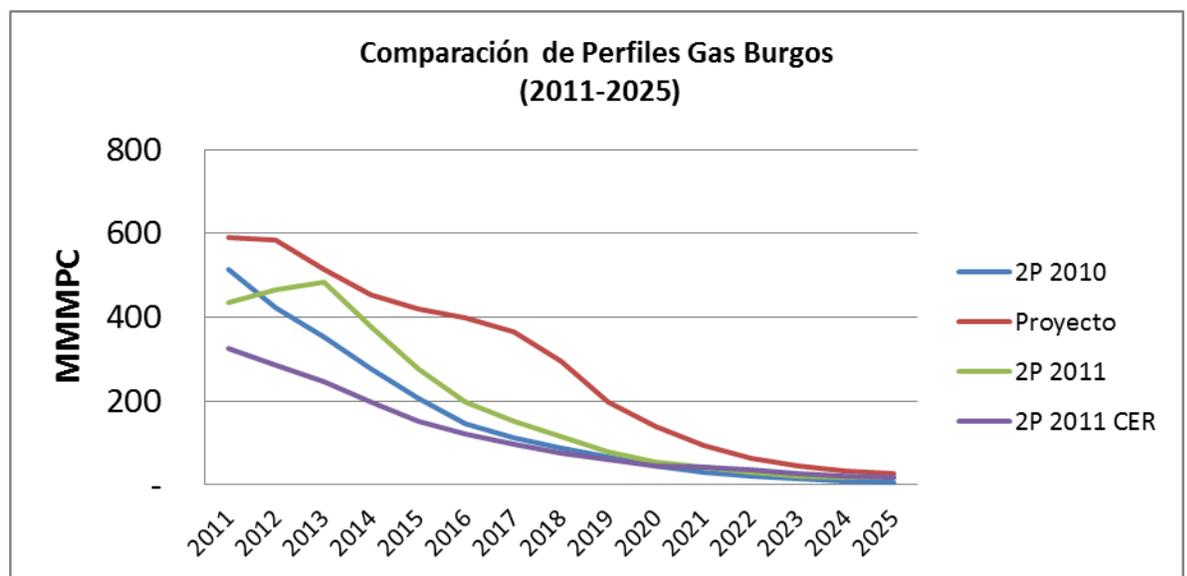
- ***Dictamen y Condicionantes***

Derivado del análisis en comento, se dictamina el Proyecto Integral Burgos como favorable con condicionantes, exclusivamente a 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 Burgos, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:

a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta PEP en el Proyecto Integral Burgos es inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Figura 1. Perfiles de producción de gas, Proyecto Integral Burgos.



**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.

- 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 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) 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; y iii) optimización de infraestructura de producción.

3. PEP deberá informar, de, 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, 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 describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.

9. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Burgos que permita continuar con la operación de manera más segura.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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 Burgos, 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

A continuación se refieren las disposiciones legales y reglamentarias que facultan a la Comisión a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* “VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras*. Asimismo, establece que el “Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones”.
- El artículo 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas*.
- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2: “La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo

acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.

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

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

- La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.

Respecto de este tema vale la pena señalar que el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de Pemex establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Asimismo, el artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex señala que el Consejo de Administración de Pemex emitirá, previa opinión de su Comité de Estrategia e Inversiones, las disposiciones a que se refiere el inciso k) de la fracción IV del artículo 19 de la Ley, conforme a los cuales se aprobarán los programas y proyectos de inversión. Por su parte,

los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría en los términos de los ordenamientos aplicables.

Por su parte, el artículo Décimo Transitorio del Reglamento la Ley de Pemex claramente dispone que “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- *El artículo 12, fracción III del RLR27 dispone que a las solicitudes de asignación petrolera o de modificación de una existente, Pemex deberá adjuntar el dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*
- *De conformidad con sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09 relativa a los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009. Dichos lineamientos establecen lo siguiente:*

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

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

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

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

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

- Específicamente para los proyectos a los que hace referencia el artículo Quinto Transitorio del RLR27 la Comisión emitió la Resolución CNH.E.03.001/10, en la que se determinan los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.  
Mediante dicha normativa la Comisión determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión para estar en posibilidad de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos referidos en el punto anterior.

De acuerdo con el marco normativo desarrollado en los párrafos precedentes, es claro que la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación y emitir una opinión sobre las asignaciones relacionadas con los mismos, de manera previa a que la Secretaría de Energía otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, como parte del proceso de revisión de las asignaciones vigentes y a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor.

## IV. Resumen del proyecto integral

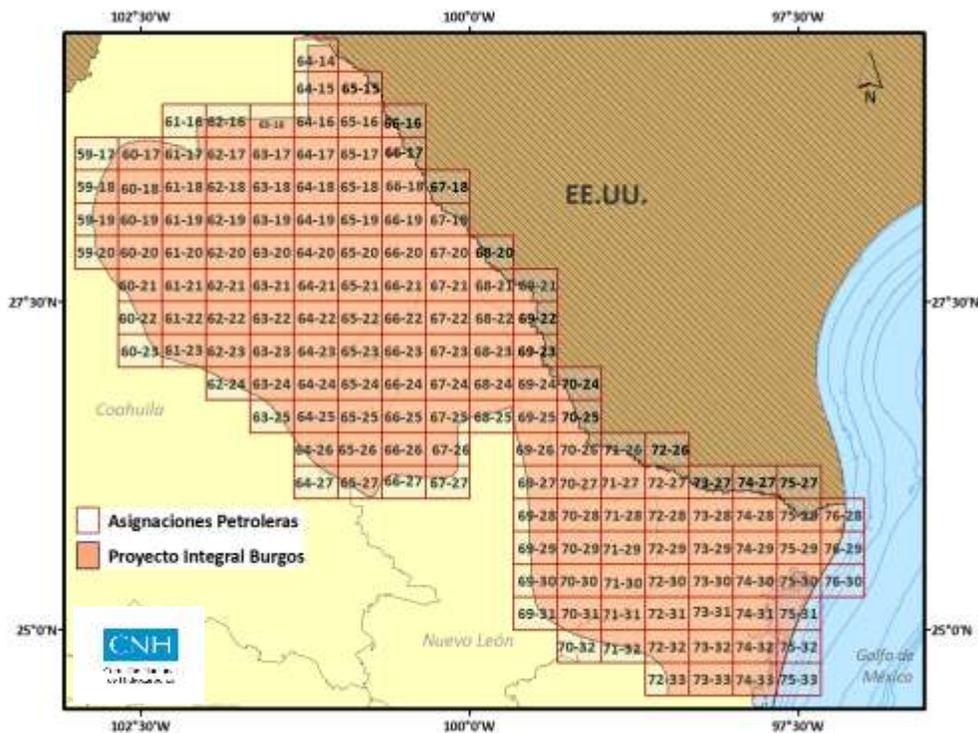
De acuerdo con el documento del proyecto enviado mediante el Oficio No. 512.010-11, de fecha 10 de enero de 2011 , a continuación se presentan las características principales del proyecto, para el cual la Comisión emite su dictamen. Conviene señalar que al ser un proyecto integral, a continuación se presenta el resumen de las componentes de Exploración y Explotación.

### A. Componente de Exploración.

#### a) Ubicación

El Proyecto Integral Burgos se ubica en el Noreste de México y comprende el norte del estado de Tamaulipas, así como parte de algunos municipios de Nuevo León y Coahuila; colinda al Norte con los Estados Unidos de América y al Oriente con la margen occidental del Golfo de México. Cubre una superficie 109,605 km<sup>2</sup>; queda entre las coordenadas geográficas de 24° 30' y 29° 30' de latitud Norte y 97° 00' y 102° 50' de longitud Oeste (Figura 2).

Figura 2. Ubicación del Proyecto Integral Burgos.



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo de la componente de exploración de este proyecto es incorporar reservas de gas seco, gas húmedo y aceite, en el periodo 2011–2028, con un volumen que varía de 1,602 mmbpce en el percentil 10 a 2,138 mmbpce en el percentil 90; con un valor medio de 1,778 mmbpce, en rocas de edades Jurásica, Cretácica y Terciaria.

## ***c) Alcance***

El programa operativo considera la perforación de 879 pozos exploratorios, la realización de 160 estudios geológicos y 20 estudios geofísicos, que implican la adquisición de 9,200 km de sísmica 2D y 20,800 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, con una inversión total exploratoria de 71,604 millones de pesos.

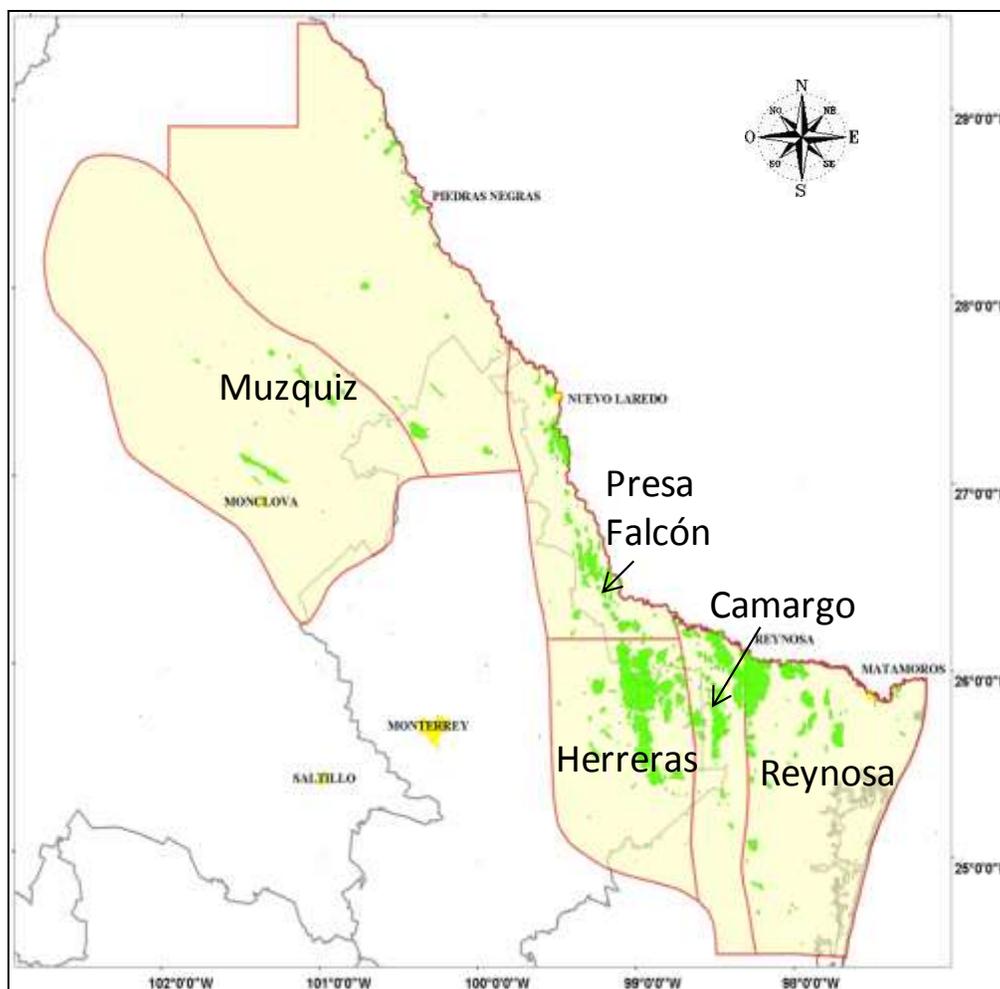
## ***d) Volumen, Recursos Prospectivos y Estrategias Exploratorias***

Con la finalidad de enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo, Pemex designó 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 hidrocarburos esperados, el grado de madurez en el proceso exploratorio y el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideraron la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico se consideraron básicamente las dimensiones de las áreas del proyecto.

En este contexto, el proyecto Integral Burgos, comprende 5 áreas bien definidas: la primera corresponde al proyecto Reynosa (plays del Oligoceno-Mioceno) que produce gas húmedo y poco aceite; la segunda corresponde al proyecto Camargo (plays del Eoceno Superior y Oligoceno Inferior) que produce gas húmedo y gas seco; la tercera corresponde al proyecto Herreras (plays del Paleoceno-Eoceno) que produce gas seco principalmente y poco gas húmedo; la cuarta comprende al proyecto Presa Falcón (plays del Cretácico Superior y Paleoceno-Eoceno) que produce gas seco, y la quinta que corresponde al proyecto Múzquiz, integrado por la Cuenca de Sabinas (plays del Jurásico Superior y Cretácico Inferior) produce solo gas seco y el área Piedras Negras (plays del Cretácico Superior) que produce gas húmedo y aceite, figura 3.

Figura 3. Áreas del Proyecto Integral Burgos



Las oportunidades exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto Integral Burgos, se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Oportunidades exploratorias del proyecto.

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Reynosa	234
Camargo	175
Herrerias	153
Presa Falcón	204
Múzquiz	113
Total	879

Los volúmenes prospectivos sin riesgo, en el área del Proyecto Integral Burgos se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Distribución del volumen prospectivo.

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo (mmbpce)
Reynosa	2,088
Camargo	1,308
Herrerias	1,153
Presa Falcón	1,025
Múzquiz	1,531
Total	7,105

Los recursos prospectivos a incorporar se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Recursos prospectivos a incorporar.

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a incorporar (mmbpce)
Reynosa	502
Camargo	342
Herrerias	299
Presa Falcón	285
Múzquiz	350
Total	1,778

A continuación se detallan las dos alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

**Alternativa 1.** *Corresponde a la alternativa seleccionada. Esta opción se enfoca en el corto plazo a descubrir nuevos campos o yacimientos en las áreas ya conocidas, con mayores producciones de gas húmedo (Reynosa y Camargo, de la Cuenca de Burgos, así como la porción norte del área Múzquiz), para aprovechar el mayor valor actual de los hidrocarburos líquidos. En el mediano y largo plazos, se pretende descubrir nuevos campos en las áreas conocidas como productoras de gas seco (Herrerias y Presa Falcón de la Cuenca de Burgos, así como la porción sur del área Múzquiz), dada la importancia estratégica de este hidrocarburo.*

*Para ello, está programada la adquisición y procesado de 9,200 km de sísmica 2D y 20,800 km<sup>2</sup> de sísmica 3D con el fin de apoyar los estudios de gabinete que permitan documentar las localizaciones exploratorias, así como identificar y cuantificar las extensiones de los plays más productivos, además, avanzar en el conocimiento de aquéllos considerados hasta ahora como regulares o marginales.*

*En la Alternativa 1, se considera perforar 879 pozos exploratorios en un periodo de 18 años (2011–2028) para incorporar una reserva media de 1,778 mmbpce. La inversión exploratoria*

total estimada es de 71,604 millones de pesos, de los cuales 66,580 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 5,024 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 61,943 mmpesos con un índice de utilidad de 0.83 peso/peso.

Para la Alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 1,778 mmbpce en su valor medio, y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Recursos prospectivos a evaluar para la Alternativa 1 (mmbpce).

Recursos a incorporar (mmbpce)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2028
p <sub>10</sub>	20	58	107	59	55	5	51	48	1,602
media	46	98	174	112	115	24	105	103	1,778
p <sub>90</sub>	85	152	264	183	203	48	179	188	2,138

**Alternativa 2.** Esta alternativa está enfocada a descubrir nuevos campos o yacimientos de gas seco, en el corto y mediano plazos (áreas Herreras y Presa Falcón de la Cuenca de Burgos, así como la porción sur del área Múzquiz), con el fin de contribuir a satisfacer la demanda de este hidrocarburo en el país. En el largo plazo, se enfoca a las áreas productoras de gas húmedo (Reynosa y Camargo de la Cuenca de Burgos, así como la porción norte del área Múzquiz). Esta opción inicia con un ritmo de perforación menor a la Alternativa 1 y se extiende por cuatro años más.

El programa de adquisición de sísmica 2D es de 9,200 Km y 19,459 km<sup>2</sup> de sísmica 3D en el periodo 2011-2019; tiene el fin de sustentar los estudios de gabinete que permitan documentar las localizaciones exploratorias, así como identificar y cuantificar las extensiones de los plays más productivos; además, permitirá avanzar en el conocimiento de aquéllos considerados hasta ahora como regulares o marginales.

Para esta segunda alternativa, se considera perforar 879 pozos exploratorios en un periodo de 22 años (2011-2032) e incorporar una reserva media de 1,778 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 71,554 millones de pesos, de los cuales 66,528 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 5,026 millones de pesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 52,863 mmpesos con un índice de utilidad de 0.79 peso/peso.

Para la Alternativa 2, el volumen de recursos prospectivos a evaluar con riesgo ascienden a 1,778 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Recursos prospectivos a incorporar para la alternativa 2 (mmbpce).

Recursos a incorporar (mmbpce)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2032
P <sub>10</sub>	0	7	21	33	49	68	79	87	1,602
media	57	56	72	91	87	85	104	111	1,778
P <sub>90</sub>	85	152	264	183	203	48	179	188	2,138

**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 2011-2028 es de 71,604 millones de pesos, de los cuales 66,580 millones de pesos corresponden a inversión estratégica y 5,024 millones de pesos están considerados para inversión operacional.

Las inversiones exploratorias requeridas por actividad se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Inversiones exploratorias (mmpesos).

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2028
Inversión exploratoria	1,795	3,361	5,775	5,482	4,079	1,178	3,010	3,231	71,604
Estratégica	1,657	3,170	5,465	5,218	3,854	1,069	2,830	2,991	66,580
Pozos <sup>(a)</sup>	1,159	2,629	4,258	2,995	2,871	617	2,303	2,422	56,421
Sísmica	454	484	1,108	2,079	868	394	437	447	7,719
Estudios	44	57	99	144	115	59	90	122	2,440
Operacional	138	191	310	265	226	109	180	240	5,024

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

A continuación se muestran las inversiones programadas para futuro desarrollo asociado a la componente exploratoria (Tabla 7), así como los costos operativos totales (Tabla 8):

Tabla 7. Inversiones futuro desarrollo (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p <sub>10</sub>	1,260	3,236	5,405	2,459	2,159	2,221	2,323	5,465	119,760
media	3,026	5,798	8,482	4,224	3,716	3,665	3,623	8,625	130,819
p <sub>90</sub>	5,383	8,445	11,991	6,484	6,358	5,621	5,387	12,366	146,796

Tabla 8. Costos operativos totales (mmpesos).

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2012-2059
p <sub>10</sub>	186	723	1,652	1,875	1,921	1,924	1,819	2,434	86,292
media	417	1,127	2,293	2,633	2,647	2,640	2,434	3,103	90,042
p <sub>90</sub>	704	1,565	3,015	3,446	3,451	3,413	3,068	3,912	94,530

## *f) Indicadores económicos*

La evaluación del Proyecto Integral Burgos 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 9:

Tabla 9. Indicadores Económicos.

Concepto	Unidad	Opción 1 (Seleccionada)
VPN	mmpesos	61,943
VPN/VPI	pesos/pesos	0.83
Costo de descubrimiento	usd/bpce	1.94
Recursos prospectivos	mmbpce	1,778

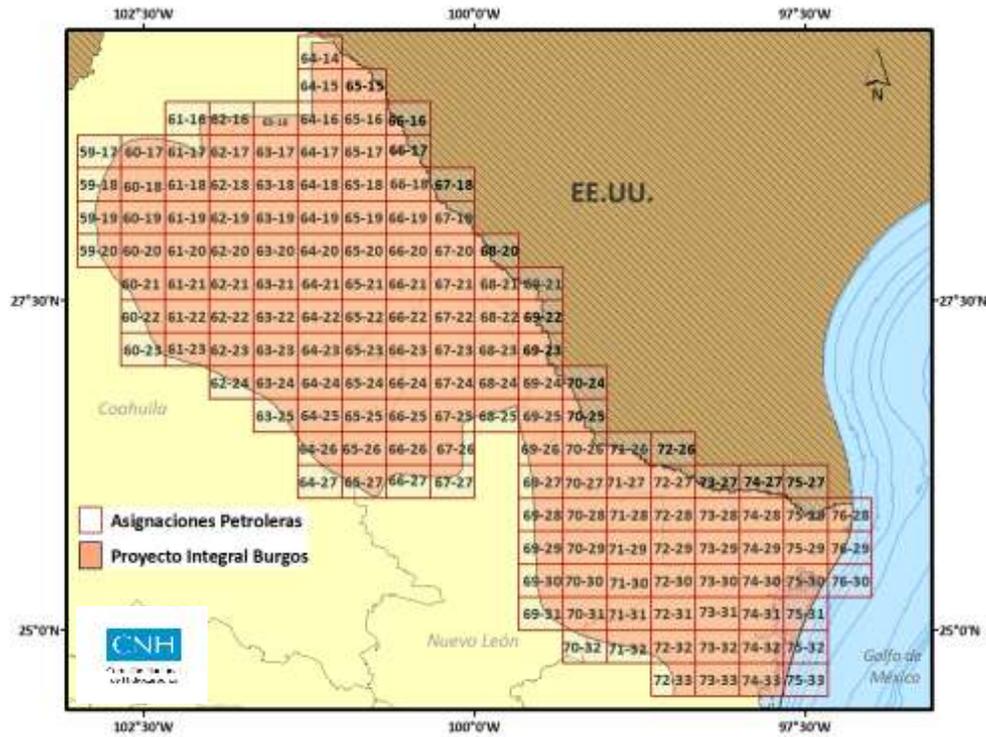
## ***B. Componente de Explotación***

De acuerdo con el documento del proyecto, enviado mediante Oficio No. 512.010-11, de fecha 10 de enero de 2011, a continuación se presentan las características principales de la componente de explotación del Proyecto Integral Burgos con el cual la Comisión emite su dictamen.

### ***a) Ubicación***

El proyecto se encuentra localizado en el Noreste de México y comprende el Norte del estado de Tamaulipas, así como parte de algunos municipios de Nuevo León y Coahuila; colinda al Norte con los Estados Unidos de Norteamérica y al Oriente con la margen occidental del Golfo de México; cubre una superficie aproximada de 120,000 km<sup>2</sup>; se ubica entre las coordenadas geográficas de 24° 30' y 29° 30' de latitud Norte y 97° 00' y 102° 50' de longitud Oeste y comprende dos de las cuatro grandes cuencas productoras de gas no asociado de México, la de Burgos y la de Sabinas, así como el área de Piedras Negras, Figura 4.

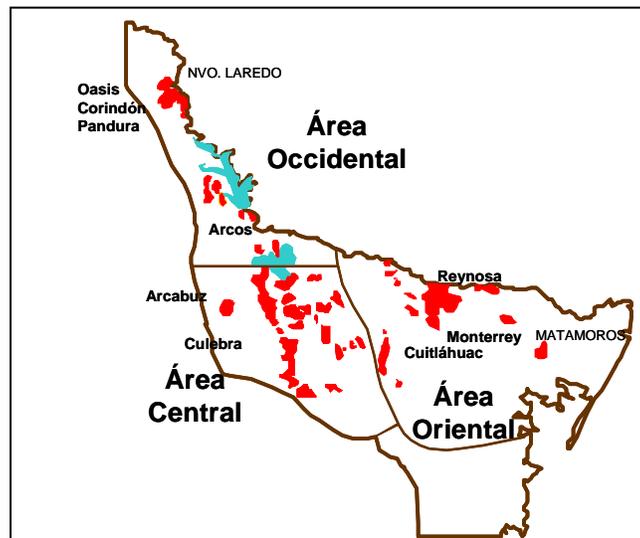
Figura 4. Ubicación geográfica del Proyecto Integral Burgos



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

Para la optimización de explotación de los campos comprendidos en la Cuenca de Burgos, el Proyecto se ha dividido en tres grandes áreas Figura 5, denominadas Occidental, Central y Oriental.

Figura 5. División de la Cuenca de Burgos por áreas.



## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la documentación presentada por Pemex, el objetivo de la componente de explotación es alcanzar una producción acumulada de 4,253 mmmpc de gas, que equivale a un volumen a recuperar de 828.2 mmbpce de gas en el periodo 2011-2025.

## ***c) Alcance***

El proyecto considera la perforación de 1,598 localizaciones de desarrollo, 2,082 intervenciones mayores y 1,078 taponamientos, así como construir la infraestructura complementaria necesaria para recuperar un volumen de gas de 4,253 mmmpc de gas y 60 mmb de condensado, mediante una inversión de 136,034 millones de pesos en la componente de explotación.

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

### **Alternativa 1. Terminación tubingless.**

*Se basa en la utilización de pozos con terminación tubingless, la cual impacta directamente en la reducción del costo de perforación hasta en un 30%, excluyendo los costos de fracturamiento, los indirectos y los gastos administrativos; entre las ventajas operativas se pueden citar la reducción de los volúmenes del lodo, fluidos de terminación, cemento y tubería de acero empleados. Las ventajas económicas son la reducción de costos por menores volúmenes de lodo, cemento, acero, entre otros, y la reducción del tiempo necesario para empezar la producción. En cuanto al cuidado del medio ambiente, reduce el volumen de recortes generados y el de lodos a tratar.*

### **Alternativa 2. Perforación de pozos no convencionales.**

*Considera la perforación de pozos no convencionales (principalmente incrementar la perforación de localizaciones horizontales y multilaterales), lo mismo que la utilización de macroperas para*

perforar de 2 a 4 localizaciones, minimizando el daño al medio ambiente. La ventaja de esta opción estriba en el alto índice de productividad de los pozos con alto ángulo de desviación y horizontales al tener mayor contacto con los yacimientos productores, para lo cual, se requieren herramientas de geo-navegación avanzadas, registros azimutales y periscópicos.

**Alternativa 3.** Perforación convencional con aparejo de producción, produciendo por dos ramales.

Considera la perforación convencional con aparejo de producción, produciendo por dos ramales, tubería de producción y espacio anular. El diseño de los pozos de esta opción, consiste en un arreglo de tuberías capaz de explotar independientemente los yacimientos profundos cuyas presiones superan las 5,000 libras por pulgada cuadrada en la tubería de producción y de 3,000 libras por pulgada cuadrada por el espacio anular, entre tuberías de 5½" y 2⅞".

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

En la Tabla 10, se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 1.

Tabla 10. Producción de la alternativa seleccionada.

Año	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2011	22	1,640
2012	22	1,611
2013	19	1,414
2014	17	1,248
2015	16	1,155
2016	15	1,099
2017	14	1,008
2018	12	820
2019	9	546
2020	6	386

2021	4	260
2022	3	176
2023	2	122
2024	1	94
2025	1	72
Total	60(mmbbls)	4,253(mmmopc)

En la tabla siguiente se muestra la información del volumen original y del factor de recuperación por categoría al 1 de enero de 2010, pertenecientes a los campos del Proyecto Integral Burgos.

Tabla 11. Volumen original y factores de recuperación.

Categoría	Volumen Original		Factor de recuperación	
	Condensado mmb	Gas mmopc	Condensado (%)	Gas (%)
1P	130.0	17,387.80	25.6	63.3
2P	138.6	19,825.80	24.0	55.5
3P	142.3	22,667.20	23.4	48.5

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 Burgos se presentan en la Tabla 12 al 1 de enero de 2010.

Tabla 12. Reservas de crudo y gas natural al 1 enero de 2010.

Categoría	Volumen original		Reserva remanente		
	Condensados mmb	Gas mmopc	Condensados mmb	Gas mmopc	Crudo equivalente mmbpce
1P	130.0	17,387.80	9.5	1,914.6	384.3
2P	138.6	19,825.80	15.2	2,917.4	589.5

3P	142.3	22,667.20	22.0	4,260.9	861.0
----	-------	-----------	------	---------	-------

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

La inversión para el horizonte 2011-2025, en la componente de explotación del proyecto, es de 136,034 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 30,861 millones de pesos, como se describe en la tabla 13.

Tabla 13. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Inversión (mmpesos)	Gastos de Operación (mmpesos)
2011	25,372	4,302
2012	20,533	4,203
2013	14,457	3,728
2014	12,399	3,294
2015	12,089	3,052
2016	11,252	2,909
2017	8,824	2,640
2018	6,722	2,148
2019	4,016	1,445
2020	3,808	1,033
2021	3,543	715
2022	3,361	500
2023	3,297	362
2024	3,161	291
2025	3,199	237
<b>Total</b>	<b>136,034</b>	<b>30,861</b>

#### **e) Indicadores económicos**

Para el proyecto se usó un precio promedio de 41.8 dólares por barril para el condensado y 4.8 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 136,034 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 396,628 millones de pesos. El gasto de operación de 30,861 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

La siguiente tabla muestra los indicadores económicos antes de impuestos de la Alternativa 1.

Tabla 14. Estimación de inversiones, gastos de operación e ingresos (mmpesos).

Año	Gastos de Operación (mmpesos)	Inversión (mmpesos)	Ingresos de Condensado (mmpesos)	Ingresos de Gas (mmpesos)	Total Ingresos (mmpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (mmpesos)
2011	4,302	25,372	8,320	47,298	55,618	25,943
2012	4,203	20,533	8,158	46,521	54,679	29,943
2013	3,728	14,457	7,201	40,568	47,768	29,583
2014	3,294	12,399	6,454	35,774	42,228	26,535
2015	3,052	12,089	6,006	33,122	39,128	23,987
2016	2,909	11,252	5,768	31,602	37,370	23,209
2017	2,640	8,824	5,384	28,969	34,353	22,889
2018	2,148	6,722	4,650	23,683	28,334	19,464
2019	1,445	4,016	3,193	15,704	18,896	13,435
2020	1,033	3,808	2,288	11,132	13,421	8,579
2021	715	3,543	1,531	7,482	9,013	4,754
2022	500	3,361	1,006	5,068	6,074	2,213
2023	362	3,297	658	3,501	4,159	499
2024	291	3,161	479	2,688	3,167	-285
2025	237	3,199	348	2,072	2,419	-1,017
Total	30,861	136,034	61,443	335,184	396,628	229,732

Los resultados económicos correspondientes a la componente de explotación del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la tabla 15.

Tabla 15. Indicadores Económicos (mmpesos).

		Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Unidades
Valor Presente Neto	VPN=	154,505	73,820	mmpesos
Valor Presente de la Inversión	VPI=	92,962	92,962	mmpesos
Relación VPN/VPI	VPN/VPI=	1.7	0.8	peso/peso
Relación beneficio costo	B/C=	2.4	1.4	peso/peso
Periodo de recuperación de la inversión		2	4	años

El proyecto obtendría un VPN de 154,505 millones de pesos antes de impuestos y de 73,820 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 su vez, la SENER solicita a la CNH la opinión sobre las asignaciones que corresponden a cada proyecto. En el caso que nos ocupa, el Proyecto Integral Burgos, la SENER solicitó dicha opinión mediante el Oficio No. 512.010-11 respecto de las asignaciones denominadas: 1, 3, 8, 9, 115,116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 330, 331, 332, 333, 334, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 361, 363, 383, 384, 386, 391, 782, 784, 785, 810, 811, 812, 813, 906, 988, 989, 990, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1145, 1394, 1395, 1397, 1398, 1399, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407, 1408, 1414, 1415, 1416, 1417, 1418, 1419, 1420, 1421, 1422, 1423, 1424, 1425, 1470, 1471, 1472, 1473, 1474, 1475, 1476, 1477, 1478, 1479, 1480, 1481, 1482, 1483, 1484, 1485, 1486, 1487, 1488, 1489, 1490, 1491, 1492, 1493, 1494, 1495, 1496, 1497, 1498, 1499, 1506, 1507, 1508, 1509, 1510, 1511, 1512, 1513, 1515, 1516, 1517, 1518, 1519, 1520, 1521, 1522, 1523, 1524, 1525, 1526, 1527, 1530, 1531, 1533, 1534, 1535, 1536, 1537, 1538, 1540, 1541, 1543, 1544, 1545, 1546, 1547, 1548, 1549, 1550, 1551, 1574 y 1578, que la SENER considera como áreas: 059-20, 059-19, 065-17, 064-21, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 060-19, 065-22, 066-22, 065-23, 066-23, 064-14, 064-16, 063-16, 062-16, 064-17, 063-17, 062-17, 069-30, 069-31, 071-32, 072-32, 072-33, 070-32, 070-28, 073-32, 073-33, 064-22, 064-23, 065-21, 066-21, 071-30, 062-21, 062-22, 062-23, 063-21, 063-22, 063-23, 065-16, 066-16, 066-17, 069-26, 069-27, 070-26, 070-27, 070-30, 070-31, 071-29, 071-31, 072-30, 062-20, 062-24, 063-20, 063-24, 063-25, 064-20, 064-24, 064-25, 064-26, 064-27, 065-24, 065-25, 071-26, 071-27, 071-28, 072-27, 072-28, 072-31, 073-31, 074-27, 074-28, 074-29, 075-28, 075-29, 073-28, 073-29, 073-30, 074-30, 074-31, 074-32, 074-33, 075-30, 075-31, 075-32, 075-33, 069-29, 070-29, 069-22, 069-23, 069-24, 070-24, 070-25, 067-22, 068-21, 068,-22, 069-21, 069-25, 069-28, 072-29, 073-27, 075-27, 076-28, 076-29, 076-30, 065-20, 066-20, 067-20, 067-21, 067-23, 068-20, 068-23, 072-26, 064-19, 065-18, 065-19, 065-26, 066-18, 066-19, 066-24, 066-25, 066-26, 067-19, 067-24, 067-25, 067-

26, 059-17, 059-18, 060-17, 060-18, 061-16, 061-17, 061-18, 061-19, 062-18, 062-19, 063-18, 063-19, 064-15, 064-18, 065-15, 065-27, 066-27, 067-27, 068-25, 067-18 y 068-24.

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 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, esta Comisión 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

<b>1. Datos generales del proyecto</b>	
1.1 Objetivo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:
b) Avance y logros del proyecto (Inversiones, reservas, actividades) a la fecha de presentación.	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente.	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Calendarizar toda la información mostrada en esta sección y mostrar la información de manera que pueda ser comparada, por ejemplo a pesos de 2010.
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.	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Calendarizar la información mostrada en esta sección para conocer como se ha avanzado el proyecto. Actualmente agrupan los datos para el periodo 1997-2004 en el Cuadro 1.2 de la página 14.
e) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, perforación de pozos, seguridad industrial).	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>2. Descripción técnica del proyecto</b>	
2.1 Marco geológico.	
2.1.1 Ubicación geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Marco tectónico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Marco estratigráfico-sedimentológico	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Descripción de los plays	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2.1 Elementos del sistema petrolero	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3 Descripción de los sectores del proyecto	
<b>Insuficiente</b>	Comentario:
2.3.1 Oportunidades exploratorias	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

2.3.2 Probabilidad de éxito geológico y comercial	
<b>Suficiente</b>	Comentario: Es necesario presentar mayores detalles acerca de la características de cada área.
2.3.3 Volumen prospectivo. Evaluación de Potencial / Incorporación de Reservas	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.3.4 Reservas a descubrir, incorporar o reclasificar, según corresponda	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>3. Estrategia exploratoria</b>	
3.1 Descripción de alternativas	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	
3.3 Criterios para seleccionar la mejor alternativa	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>4. Diseño de las actividades de exploración</b>	
4.1 Adquisición sísmica 2D, 3D y otros estudios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.2 Tipo de equipos de perforación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.3 Pozos exploratorios tipo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Tipos de pruebas de formación y producción	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Plan de ejecución del proyecto</b>	
5.1 Programa de ejecución de los estudios sísmicos y otros (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Programa de perforación de pozos (Diagrama de Gantt)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Servicios que se adquirirán con terceros y modalidad de contratación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 El perfil de las empresas externas que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Seguridad industrial</b>	
6.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Medio Ambiente</b>	
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)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

## ii. Componente de Explotación

1. Datos generales del proyecto	
1.1 Objetivo	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: No señalan el monto de inversión requerido por esta componente. Lo señalan en el Alcance.
1.2 Ubicación	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
1.3 Alcance (Área, vigencia y trabajos petroleros)	
a) Evolución de autorizaciones del proyecto (Inversión, reservas, metas físicas, indicadores económicos). Detalle gráfico, tabular y descriptivo, indicando además cuales fueron dictaminadas y por quién, así como el responsable del proyecto en ese entonces en Pemex.	
<b>Suficiente</b>	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	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
c) Principales características del proyecto documentado en la Cartera vigente de la SHCP	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
d) Explicación de las diferencias, en su caso, entre el proyecto registrado en la Cartera vigente de la SHCP y el proyecto presentado a la Comisión	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
e) Relación entre las actividades documentadas en la Cartera de la SHCP y las que sustentan las reservas conforme al último reporte presentado ante Comisión (Comparar premisas, inversiones, perfiles de producción, gasto de operación, actividad física, Np, Gp)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
f) Factores críticos del éxito del proyecto describiendo además los indicadores de desempeño a ser utilizados para medirlo	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
g) Responsables de las principales componentes del proyecto (Por ejemplo: estudios, pozos, obras, mantenimiento, seguridad industrial, manejo de la producción, calidad de hidrocarburos)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2. Descripción técnica del proyecto	
2.1 Caracterización de yacimientos	
2.1.1 Columna geológica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.2 Modelo sedimentario	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.3 Evaluación petrofísica	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.1.4 Modelo geológico integral	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
2.2 Modelo de yacimientos	
a) Señalar los principales mecanismos de empuje de los campos del proyecto y el comportamiento histórico de la	

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

<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.4 Sistema de medición (Puntos de medición, tipo de medidores empleados y control de calidad)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.5 Perforación y reparación de pozos productores e inyectores (Tipo de pozos de manera general, estados mecánicos tipo, aparejos de producción, sistema artificial seleccionado)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.6 Recuperaciones primaria, secundaria y mejorada	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
4.7 Desincorporación de activos y/o abandono (Programa, costos considerados por tipo de infraestructura a desincorporar o pozo a abandonar, en su caso, programa de reutilización de infraestructura)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>5. Información económico financiera del proyecto</b>	
5.1 Estimación de inversiones por categoría y costos operativos fijos y variables, señalando el grado de precisión con el que están hechas las estimaciones.	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.2 Premisas económicas (Precios de hidrocarburos, premisas de costos en caso de aplicar, costo de fluidos para recuperación secundaria o mejorada, costos de gas para consumo o para BN, generación eléctrica, servicios de deshidratación, compresión, factores de conversión utilizados para BPCE, tipo de cambio y consideraciones de la evaluación económica para cada caso particular del proyecto)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.3 Evaluación económica calendarizada anual, antes y después de impuestos (detallando los ingresos de cada tipo de hidrocarburo, las inversiones, los costos, flujo de efectivo, e indicadores económicos VPN, VPI, índice de utilidad, relación beneficio costo, periodo de recuperación, TIR, y las premisas económicas utilizadas)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
5.4 Análisis de sensibilidad y riesgos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>6. Plan de ejecución del proyecto</b>	
6.1 Programa de perforación y reparación de pozos (Nombre, campo, ubicación, tipo de pozo: convencional o no convencional), fechas de inicio y fin, costo total (separado en equipo, servicios), tipo de equipo utilizado, se deben incluir las actividades de abandono de pozos	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
6.2 Programa de recuperación secundaria y mejorada (estudios, actividades, costo, contratista)	
<b>Insuficiente</b>	Comentario: Considerar el uso de recuperación mejorada o en su caso mostrar un análisis en el que se muestre que no los métodos no son aplicables.
6.3 Programa de infraestructura (Tipo de infraestructura, generalidades, programa de construcción, costo, contratista). Se debe incluir manejo y aprovechamiento de gas y medición y control de calidad, así como la desincorporación o reutilización de infraestructura	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
<b>7. Seguridad industrial</b>	
7.1 Identificación de peligros	
<b>Suficiente</b>	Comentario:
7.2 Evaluación de riesgos operativos (descripción de observaciones, recomendaciones, así como las anomalías detectadas por certificadores o auditores internos y/o externos, clasificadas por tipo y señalando las que tienen programa para ser atendidas con las actividades del proyecto y fecha)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

<b>8. Medio Ambiente</b>	
8.1 Manifestación de impacto ambiental (Resumen de las actividades autorizadas por la autoridad ambiental y comparativa con las actividades del alcance del proyecto actual)	
<b>Suficiente</b>	Comentario:

### *b) Consistencia de la información*

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

- Se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- La documentación de los proyectos de inversión que PEP presenta ante las dependencias e instituciones del Gobierno Federal (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) debe ser consistente, a efecto de que permita análisis congruentes sobre los mismos objetivos, montos de inversión, metas de producción y alcance.

## VI. Evaluación de la factibilidad

En el presente apartado se presenta el análisis de la Comisión sobre la factibilidad del Proyecto Integral Burgos, 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 que permita 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 de Exploración, 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.
- d) La Comisión considera necesario que Pemex analice si el porcentaje de participación por parte de Terceros, en el desarrollo del Proyecto Burgos, es el adecuado para la capacidad de ejecución que demanda dicho proyecto.

## **ii. Formulación del proyecto**

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de hidrocarburos, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) 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.
- c) 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. Modelos geológico, geofísico y petrofísico.**

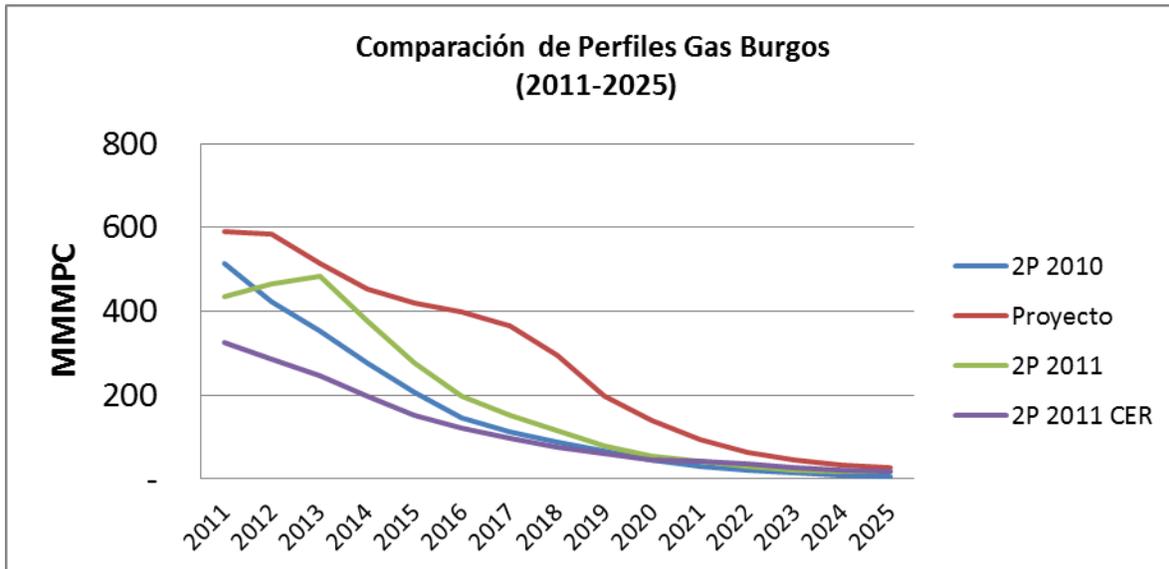
- a) Por tratarse de un Proyecto Integral, en la componente exploratoria las incertidumbres asociadas son amplias, por lo que, es recomendación de esta Comisión que los estudios geológicos y los estudios de adquisición sísmica 2D y 3D, sean integrados a los modelos con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias de mayor certidumbre.
- b) Es indispensable que Pemex cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de generar un modelo estático y dinámico confiable para este tipo de yacimientos. Por lo anterior la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.
- c) Considerando que la información petrofísica es de vital importancia para la caracterización de los yacimientos y la elaboración de los modelos estáticos y dinámicos, esta Comisión considera que se deben documentar, para los principales yacimientos de este proyecto, todas las propiedades petrofísicas representativas (porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas, entre otras) a nivel de yacimiento.

### **ii. Volumen y reservas de hidrocarburos**

- a) Las reservas 2P de gas del proyecto representan aproximadamente el 7% de las reservas totales 2P de gas natural de la nación.
- b) Debido a que los horizontes presentados en el documento de Pemex son diferentes y, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de cada

análisis, se normalizaron los datos para el periodo 2011 -2025, obteniendo los resultados mostrados en la Figura 6.

Figura 6. Perfiles de producción de gas, Proyecto Integral Burgos.



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 la 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.

El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas, al 1 de enero del 2010, que reporta Pemex es inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

- c) La Comisión considera necesario que PEP realice el cálculo probabilístico del volumen original para que se obtengan sus percentiles y se determine la probabilidad de encontrar el valor calculado con el método determinístico. Se deben señalar los parámetros petrofísicos que tienen mayor impacto en el volumen original, realizando un análisis de sensibilidad.
- d) Se recomienda que PEP observe la consistencia entre el perfil de producción del proceso de estimación de reservas y el perfil de producción del proceso de documentación de proyectos, en donde el proyecto es el que debe sustentar la extracción de la reserva de hidrocarburos.
- e) Los valores de pronósticos de producción del proyecto presentado a dictamen difieren considerablemente de los estimados por PEP en sus reservas.
- f) Pemex deberá especificar claramente que campos están siendo certificados ante un tercero independiente, indicando si estos pertenecen a campos mayores menores u otros y por qué fueron clasificados en estas categorías.

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

- a) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, la Comisión considera necesario que se cuenten con perfiles de producción y presiones estáticas, así como estudios sobre los mecanismos de empuje que intervienen en la producción de los yacimientos principales, con los cuales se puedan conocer los porcentajes de contribución de cada uno en toda la historia de explotación.

- b) Con el fin de identificar o descartar procesos de recuperación secundaria diferentes a la inyección de agua, la Comisión considera necesario que para cada tipo de aceite de este proyecto PEP realice pruebas especiales PVT entre gases miscibles y muestras de aceite donde se explore la capacidad de miscibilidad de los gases con todos los tipos fluidos de las formaciones productoras representativas.
- 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.**

La medición de los hidrocarburos, tanto dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas, de inventarios en tanques, es de vital importancia para el conocimiento de la producción de los campos.

Asimismo, los 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, son importantes en la determinación del volumen total de producción.

El seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición y, en general, de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento, son elementos que permiten a los proyectos de explotación, o a la Componente de Explotación de los Proyectos Integrales, evaluar y cuantificar su eficiencia.

PEP menciona que para medir el gas en las estaciones de producción (recolección) del Activo Integral Burgos se utiliza el medidor de presión diferencial mediante placa de orificio y registrador de flujo. Por otro lado, en los puntos de entrega de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos hacia el Centro Procesador de Gas Reynosa y las Plantas Culebra Norte y Sur, Nejo, Monclova, etc., la medición se hace mediante el medidor tipo ultrasónico; para el control de calidad se usan medidores de poder calorífico y de densidades, entre otros.

Los puntos de medición del Activo Integral Burgos son los siguientes:

- Central de medición km 19, venta a plantas.
- Olmos, venta a exportación.
- Culebra Norte, venta a ductos.
- Nejo 1, venta a ductos.
- Nejo 2, venta a ductos.
- Altos Hornos de México, S.A. (AHMSA) alta, venta a ductos.
- M. AHMSA, venta a ductos.
- Mareógrafo, venta a ductos.
- Pandura, venta a ductos.
- Cato, venta a ductos.
- Camargo, venta a ductos.
- Huizache, venta a ductos.

De acuerdo al documento, se percibe que PEP no observa los sistemas de medición como una visión de la administración integral de la medición, que contemple los elementos metrológicos y de supervisión y control para una medición efectiva de calidad y cantidad. Asimismo, tampoco se mencionan las incertidumbres que se manejan en las mediciones, ni el plan para estimarlas o reducirlas.

Para este proyecto, como cualquier otro de explotación, es importante evaluar en todos los puntos técnicamente posibles, la cantidad y calidad de los hidrocarburos, ya que esto será la

base en la cual se establecerá su valor económico y/o la causal del pago de impuestos correspondientes, realizar la medición de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción de los campos y por lo tanto del proyecto.

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

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

- a) Con todo lo mencionado, la Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, donde se incluyan elementos humanos y materiales que, bajo un enfoque integral, busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto y su respectiva cadena de producción; todo ello, con el objetivo de disminuir la incertidumbre en la medición.

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

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

**vii. Procesos de recuperación secundaria.**

- a) Dada la heterogeneidad del yacimiento, y a la identificación de acuíferos activos en algunos yacimientos de este proyecto, se recomienda la integración de tecnologías apropiadas para poder identificar zonas no barridas por el agua, y evitar ritmos de producción por pozo que propicien la conificación de agua, y proponer acciones que permitan la recuperación adicional de aceite remanente.
- b) En este proyecto se consideran alternativas de procesos de mantenimiento de presión sólo en algunos yacimientos, pero la Comisión recomienda que para incrementar la reserva del proyecto 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 de Exploración.**

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

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

En la evaluación de un proyecto de exploración, estrictamente, no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN), dado que existe incertidumbre en el número de barriles a extraer, en el monto de las inversiones y en el costo a ejercer. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

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

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

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

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)

---

<sup>1</sup> 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.

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 16. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo y condensado	74.1	usd/barril
Precio de gas	5.7	usd/mpc
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	13.77	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la Tabla 17 se presenta la estimación realizada por PEP para la Alternativa 1, seleccionada para el proyecto. De esta forma, el objetivo reside en determinar si la componente de Exploración del Proyecto Integral Burgos, es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Tabla 17. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		
		Antes Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	61,943
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	74,842
Relación VPN/VPI =	peso/peso	0.83
Relación beneficio costo	peso/peso	1.64
TIR	%	47.9 %

- a) Del análisis realizado, la Comisión coincide con los cálculos de Pemex y en que la alternativa 1 es la más rentable, debido a la mayor recuperación de hidrocarburos y al menor costo por barril de petróleo crudo equivalente. Esta alternativa presenta mejores

indicadores económicos, el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI, así como Beneficio/Costo.

- b) El análisis de sensibilidad revela que la alternativa 1 es la más robusta; si bien los resultados no difieren significativamente, el hecho de que esta alternativa tenga un mayor VPN, permite concluir a su favor. En general, el proyecto es robusto ante cambios en las condiciones iniciales (precio del crudo, pronóstico de producción y costos de operación e inversión). Después del análisis económico, 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 de Explotación.**

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la Alternativa 1, la cual fue seleccionada para el desarrollo del proyecto (componente de explotación). El objetivo es determinar si el proyecto Integral Burgos es rentable o no lo es y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Por un lado, se analiza el presupuesto asignado al proyecto, los montos de inversión, de costos, de producción de aceite y gas, de ingresos totales y de flujos de efectivo. Por otro lado, se desglosa el régimen fiscal publicado en la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se estiman los derechos que corresponde cubrir a PEP.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo y condensado igual a 74.2 dólares americanos (USD) por barril.

- Precio del gas igual a 5.7 USD por millar de pies cúbicos (mpc).
- 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 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).
- Se considera la cota superior del costo (*cost-cap*) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre explotación y desarrollo.

En la Tabla 18 se muestran los resultados de Pemex.

Tabla 18. Alternativa 1. Indicadores económicos PEMEX.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos de Pemex	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	154,505	73,820
VPI	MMP	92,962	92,962
VPN/VPI	peso/peso	1.66	0.79

- 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.
- Cabe mencionar que los precios del aceite y condensado, así como los precios del gas, manifestados en la carpeta del informe técnico-económico enviado por Pemex, son incorrectos, manifestando un valor para el gas de 4.9 usd/mpc, siendo éste un valor de

5.7 usd/mpc y para el precio del aceite y condensado presentan un valor de 41.8 usd/b, siendo este un valor de 74.2 usd/b.

- c) Después del análisis de los indicadores económicos de las tres alternativas, la Alternativa 1 resultó la más rentable dados los escenarios que entregó PEP. Esta opción registra el mayor VPN y las mejores relaciones VPN/VPI y Beneficio/Costo.
- d) En el documento entregado por PEP, se señala que para estimar los diversos costos se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite un mayor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de estimación de costos Clase II es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.
- e) Es importante mencionar que, el proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes de impuestos a partir del año 2024 y después de impuestos a partir del año 2023. 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.
- f) Debido a la gran cantidad de campos, la Comisión considera necesario que PEP trabaje en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, lo que permitirá una administración más eficiente del proyecto de acuerdo con riesgo e incertidumbre presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

#### ***d) Aspectos Ambientales***

De la información señalada por Pemex, se determinó que las obras y actividades relacionadas con el proyecto integral de burgos, se encuentran comprendidas en dos proyectos ambientales:

1. Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022.
2. Proyecto Regional Cuenca de Sabinas Piedras Negras 2007-2027.

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

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.2440.04, de fecha 28 de septiembre de 2004, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Cuenca de Burgos 2004-2022”, el cual establece el desarrollo de 13,657 obras en un periodo de 19 años (2004- 2022), las cuales se dividen de la siguiente forma: 6,493 pozos, 5,897 líneas de descarga, 230 gasoductos, 943 sistemas de producción (estaciones de compresión y recolección) y 154 sistemas de inyección de agua y trasiegos.

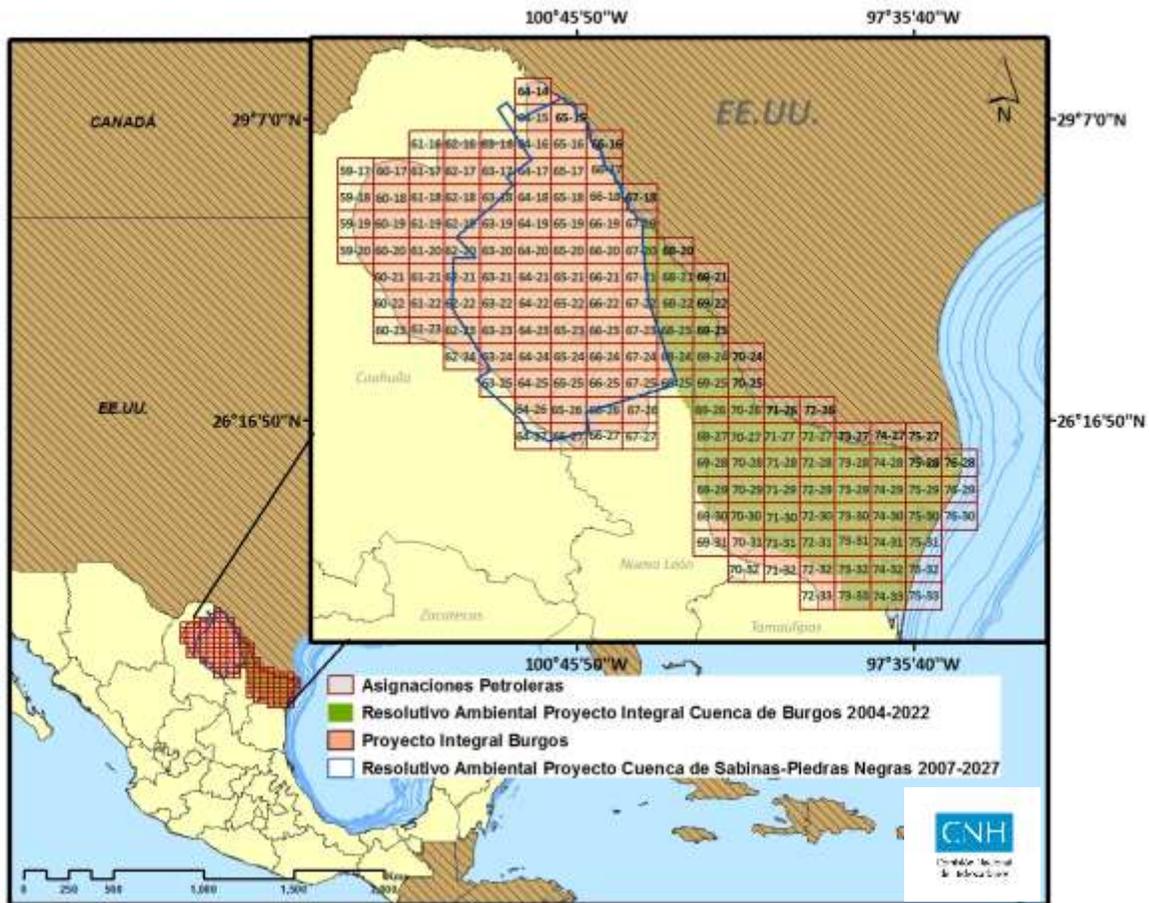
Asimismo se requerirá de una superficie de 12,541 hectáreas para realizar actividades de prospección sísmica 2D y de 24,439 has para prospecciones sísmicas 3D, en los años de 2004 al 2011.

2. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DEI.1666.07 de fecha 7 de septiembre de 2007, por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Regional Cuenca de Sabinas Piedras Negras 2007-2027”, el cual establece el desarrollo de 7,122 obras en un periodo del 2007 al 2027, las cuales se dividen de la siguiente forma: 3,214 pozos y caminos de acceso, 3,214 líneas de descarga, 307 ductos, 319 estaciones y 68 sistemas de inyección.

3. Primera modificación al “Proyecto Regional Cuenca de Sabinas Piedras Negras 2007-2027”, correspondiente al Oficio S.G.P.A./DGIRA/DG/4199/08 emitida el 19 de diciembre de 2008, en la cual la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) avala la inclusión a la superficie efectiva autorizada para la ejecución del Proyecto (27,935 km<sup>2</sup> ) el área correspondiente a la porción de las Regiones Terrestres Prioritarias (5,432 km<sup>2</sup> ) comprendidas dentro del polígono establecido como área de estudio en el Manifiesto de Impacto Ambiental modalidad Regional (MIA-R).

Pemex envió, a solicitud de la CNH, los oficios resolutivos correspondientes a este proyecto. La Figura 7 muestra la ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto Integral Burgos.

Figura 7. Ubicación de la poligonal del proyecto, el área autorizada ambientalmente y las asignaciones del Proyecto Integral Burgos.



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

- a) La Comisión concluye que, de acuerdo a la Figura 7, las áreas 065-16, 065-17, 064-18, 065-18, 064-19, 065-19, 066-19, 063-20, 064-20, 065-20, 066-20, 067-20, 063-21, 064-21, 065-21, 066-21, 067-21, 063-22, 064-22, 065-22, 066-22, 067-22, 068-22, 063-23, 064-23, 065-23, 066-23, 067-23, 068-23, 064-24, 065-24, 066-24, 067-24, 068-24, 064-25, 065-25, 066-25, 069-25, 065-26, 069-26, 069-27, 070-27, 071-27, 069-28, 070-28, 071-28, 072-28, 073-

28, 074-28, 070-29, 071-29, 072-29, 073-29, 074-29, 075-29, 071-30, 072-30, 073-30, 074-30, 072-31, 073-31, 074-31, 072-32, 074-32, 075-32 Y 074-33 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.

De acuerdo a la Figura 7 las áreas 064-15, 065-15, 064-16, 066-16, 063-17, 064-17, 066-17, 063-18, 066-18, 067-18, 062-19, 063-19, 067-19, 062-20, 068-20, 062-21, 068-21, 069-21, 062-22, 069-22, 062-23, 069-23, 062-24, 063-24, 069-24, 070-24, 063-25, 070-25, 064-26 , 066-26, 067-26, 064-27, 065-27, 066-27, 070-26, 071-26, 072-26, 072-27, 073-27, 074-27, 075-27, 075-28, 076-28, 069-29, 076-29, 069-30, 070-30, 075-30, 076-30, 070-31, 071-31, 075-31, 071-32, 073-32, 073-33 Y 075-33 cuentan parcialmente con la autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades por parte de la autoridad (SEMARNAT) señalada por Pemex.

De acuerdo a la Figura 7 las áreas 064-14, 061-16, 062-16, 063-16, 059-17, 060-17, 061-17, 062-17, 059-18, 060-18, 061-18, 062-18, 059-19, 060-19, 061-19, 059-20, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 067-27, 069-31, 070-32 Y 072-33 no 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.

En resumen, de las 152 asignaciones que componen al Proyecto Integral Burgos, el 43.42% (66 asignaciones) se encuentran amparadas ambientalmente en su totalidad, el 38.15 % que corresponde a 58 asignaciones se encuentra amparado parcialmente y el 18.42 % correspondiente a 28 asignaciones no se encuentra amparado ambientalmente.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realice por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

- c) Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.
- d) En caso de que lo mencionado en el inciso b) no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en lo futuro, se agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.
- e) Los oficios resolutivos que contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto Integral Burgos, 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 Burgos.
- f) 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.
- g) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice el presente dictamen.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto Integral Burgos en sus componentes de exploración y explotación, 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 Riesgos Operativos.** En lo referente a la identificación de riesgos operativos, estos recaen principalmente en las actividades de adquisición sísmica (la perforación de pozos someros y la detonación de explosivos), la construcción de caminos y localizaciones, así como en la perforación de pozos exploratorios.

Conforme se desarrollan las actividades del proyecto (preparación y selección del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono), se aplican medidas de seguridad de acuerdo a la normatividad vigente en materia de seguridad industrial y protección ambiental de Pemex Exploración y de igual forma los aplican las compañías prestadoras de servicios. En cuanto a las operaciones geofísicas, éstas van sujetas al cumplimiento de regulaciones legales en todo el mundo.

En el documento presentado por Pemex a la CNH, se señala que se impartirán cursos dentro del programa de capacitación a través de terceros, tales como: manejo de materiales y residuos peligrosos, talleres de análisis de riesgos y sistema de permisos para trabajos con riesgo. También se indican los elementos y dispositivos de uso personal, diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades, así como su cumplimiento conforme a las especificaciones establecidas en las normas oficiales mexicanas en vigor.

**Evaluación de riesgos operativos.** En el documento de Pemex, para la evaluación de riesgos, se menciona que se tienen varias actividades que implican riesgos en su ejecución, que podrían afectar el cumplimiento de las metas del proyecto.

Las características geológicas de las rocas en objetivos profundos, la presencia de gas y zonas con agua y presiones anormales, han dificultado algunas operaciones de perforación, cementación y terminación, y constituyen los riesgos técnicos en la ejecución del proyecto. Esta situación ha derivado en el incremento sustancial de tiempos y costos no programados.

Pemex pretende alinear a la organización de perforación la visión de equipos de alto desempeño, para manejar el proceso bajo niveles de clase mundial con la aplicación de las fases de visualización, conceptualización y definición (VCD).

El proyecto involucra la perforación de 879 pozos exploratorios, la ejecución de 160 estudios geológicos y 20 estudios geofísicos, que implican la adquisición de 9,200 km de sísmica 2D y 20,800 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, en el periodo 2011–2028.

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

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.** En lo referente a la identificación de peligros, PEP trabaja bajo el Sistema PEMEX-SSPA, el cual está integrado por las Doce Mejores Prácticas Internacionales, teniendo como base tres subsistemas:

- Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP)
- Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo (SAST)
- Subsistema de Administración Ambiental (SAA).

La administración de la Seguridad de los Procesos se refiere a la aplicación de sistemas y controles administrativos (programas, procedimientos, evaluaciones, auditorías) a las operaciones que involucran materiales peligrosos, de manera que los riesgos del proceso estén identificados, entendidos y controlados, y las lesiones e incidentes relacionados con el proceso puedan ser eliminados, cuyo objetivo es fortalecer la cultura de prevención en la gestión de los riesgos SSPA inherentes a las operaciones de la entidad. El SASP se fundamenta en las disposiciones normativas establecidas en materia de prevención de riesgos de trabajo como lo son:

- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
- NOM-028 STPS-2004 Organización del trabajo Seguridad en los Procesos de Sustancias Químicas
- Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios
- Contrato Colectivo del trabajo.

**Evaluación de Riesgos.** Para determinar los riesgos que se pueden presentar en las actividades petroleras, PEP analiza la información de los procesos de las instalaciones, mediante la aplicación de la metodología HAZOP, la cual identifica los riesgos potenciales asociados con el concepto, el diseño, construcción, operación y mantenimiento. También, se realizan reuniones con el personal involucrado, de acuerdo al método, y para cada nodo o sistema operativo, se define su función y sus variables importantes, aplicando las palabras guía (desviaciones) y analizándose las causas/consecuencias de la desviación, las salvaguardas existentes y su efectividad, así como las recomendaciones emanadas.

Para la aplicación de la técnica HAZOP se llevan a cabo las siguientes actividades:

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

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evalúan y analizan las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HAZOP, donde se le asigna una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación; el índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias, mismas que son evaluadas por medio de los “Radios Potenciales de Afectación”, que se realizan mediante la etapa de “Análisis Consecuencias” a través de un software (PHAST), el cual permite predecir las consecuencias de acuerdo al tipo de producto por diversas concentraciones de interés, límites de explosividad y daños a la salud. Además, automáticamente selecciona el modelo correcto según el comportamiento de la nube y predice todos los efectos físicos, radiación y nube explosiva.

La metodología, para la evaluación de consecuencias consiste en el análisis, usando modelos matemáticos de eventos de riesgo identificados en la etapa de “identificación y jerarquización de riesgos”.

Posterior a la determinación de los efectos físicos negativos, se procede a estimar las consecuencias sobre los elementos vulnerables del entorno al escenario del incidente, especialmente los daños a las personas, instalaciones y medio ambiente.

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, deben aplicarse los criterios de jerarquización, toma de decisiones y acciones para llevar los riesgos a un nivel razonablemente aceptable, previniendo y/o mitigando sus posibles consecuencias. Lo anterior se representa la Tabla 19.

Tabla 19. Clasificación de riesgos.

Intolerable	Indeseable	Aceptable c/controles	Razonablemente Aceptable
Tipo I / A	Tipo II / B	Tipo III / C	Tipo IV / D

En muchas de las operaciones de perforación y de instalación, así como mantenimiento de instalaciones, intervienen empresas externas, que apoyarían en la ejecución de las obras y servicios para realizar las actividades, por lo que es imperante contar con empresas especializadas en esta clase de trabajos con experiencia certificada y calificada para realizar las tareas de gran magnitud y complejidad requeridas por la industria petrolera, con capacidad técnica y financiera comprobables, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas, debiendo utilizar tecnología de vanguardia, además realizar sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental.

- 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**

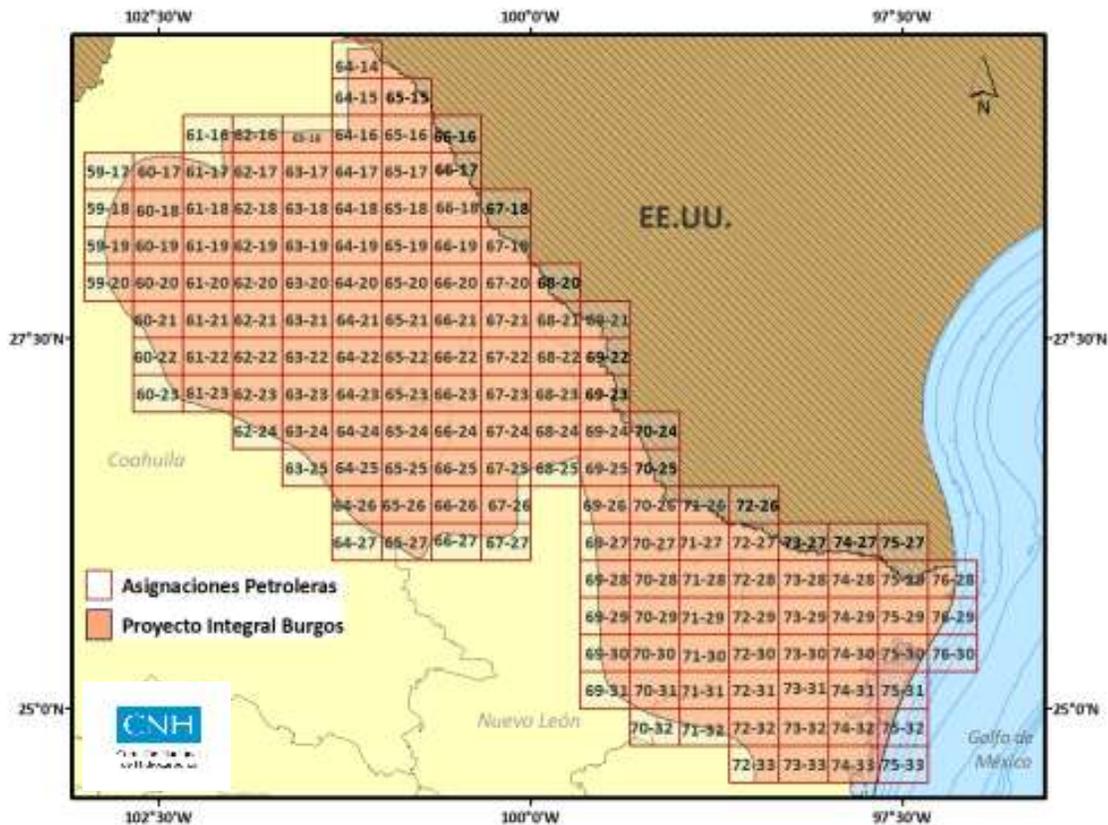
Conforme a la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó su análisis y resolvió sobre el Dictamen del Proyecto.

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

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes al Proyecto Integral Burgos.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del presente dictamen, a las Asignaciones Petroleras que corresponden a dicho proyecto, números 1, 3, 8, 9, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 330, 331, 332, 333, 334, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 361, 363, 383, 384, 386, 391, 782, 784, 785, 810, 811, 812, 813, 906, 988, 989, 990, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1145, 1394, 1395, 1397, 1398, 1399, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407, 1408, 1414, 1415, 1416, 1417, 1418, 1419, 1420, 1421, 1422, 1423, 1424, 1425, 1470, 1471, 1472, 1473, 1474, 1475, 1476, 1477, 1478, 1479, 1480, 1481, 1482, 1483, 1484, 1485, 1486, 1487, 1488, 1489, 1490, 1491, 1492, 1493, 1494, 1495, 1496, 1497, 1498, 1499, 1506, 1507, 1508, 1509, 1510, 1511, 1512, 1513, 1515, 1516, 1517, 1518, 1519, 1520, 1521, 1522, 1523, 1524, 1525, 1526, 1527, 1530, 1531, 1533, 1534, 1535, 1536, 1537, 1538, 1540, 1541, 1543, 1544, 1545, 1546, 1547, 1548, 1549, 1550, 1551, 1574 y 1578, que la SENER considera como áreas: 059-20, 059-19, 065-17, 064-21, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 060-19, 065-22, 066-22, 065-23, 066-23, 064-14, 064-16, 063-16, 062-16, 064-17, 063-17, 062-17, 069-30, 069-31, 071-32, 072-32, 072-33, 070-32, 070-28, 073-32, 073-33, 064-22, 064-23, 065-21, 066-21, 071-30, 062-21, 062-22, 062-23, 063-21, 063-22, 063-23, 065-16, 066-16, 066-17, 069-26, 069-27, 070-26, 070-27, 070-30, 070-31, 071-29, 071-31, 072-30, 062-20, 062-24, 063-20, 063-24, 063-25, 064-20, 064-24, 064-25, 064-26, 064-27, 065-24, 065-25, 071-26, 071-27, 071-28, 072-27, 072-28, 072-31, 073-31, 074-27, 074-28, 074-29, 075-28, 075-29, 073-28, 073-29, 073-30, 074-30, 074-31, 074-32, 074-33, 075-30, 075-31,

075-32, 075-33, 069-29, 070-29, 069-22, 069-23, 069-24, 070-24, 070-25, 067-22, 068-21, 068,-22, 069-21, 069-25, 069-28, 072-29, 073-27, 075-27, 076-28, 076-29, 076-30, 065-20, 066-20, 067-20, 067-21, 067-23, 068-20, 068-23, 072-26, 064-19, 065-18, 065-19, 065-26, 066-18, 066-19, 066-24, 066-25, 066-26, 067-19, 067-24, 067-25, 067-26, 059-17, 059-18, 060-17, 060-18, 061-16, 061-17, 061-18, 061-19, 062-18, 062-19, 063-18, 063-19, 064-15, 064-18, 065-15, 065-27, 066-27, 067-27, 068-25, 067-18 y 068-24. (Figura 8).

Figura 8. Asignaciones Petroleras del Proyecto Integral Burgos.



Nota. El área de la asignación petrolera achurada, dentro del territorio de E.U.A., no se encuentra considerada en la presente opinión.

- 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 del dictamen técnico y entregar un reporte anual de seguimiento conforme a dicho Anexo 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 Burgos 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) Es necesario que ese organismo descentralizado y la Comisión implementen sistemas de información que permitan a esta autoridad acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.

- b) Cualquier anomalía que se detecte en materia de seguridad industrial, debe ser corregida para evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
  
- c) 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.
  
- d) 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.
  
- e) 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.
  
- f) 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.

- g) 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.
- h) 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.
- i) 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.
- j) 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.
- k) 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.
- l) 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 Burgos 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.

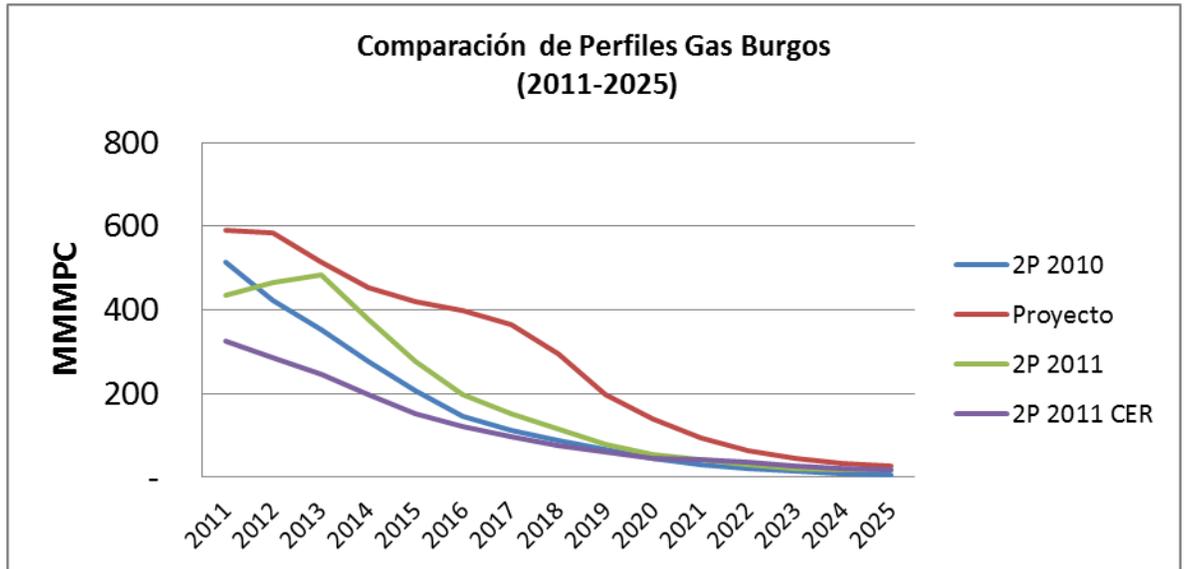
Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar; las fechas de inicio y finalización; responsables; entregables; costos, y demás información que Pemex considere necesaria para su atención. Asimismo, deberán ser 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 Burgos, 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 Burgos, conforme a la Resolución CNH.06.002/09, y observando los siguientes elementos:
  - a) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta PEP en el

Proyecto Integral Burgos es inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Figura 9. Perfiles de Producción de gas del Proyecto Integral Burgos.



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.

- 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 2023, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
2. PEP deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) 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; y iii) optimización de infraestructura de producción.
3. PEP deberá informar, de, 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, 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 describir las características de los modelos utilizados para la realización de los pronósticos de producción de hidrocarburos y los programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados.
9. Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto Integral Burgos que permita continuar con la operación de manera más segura.
10. 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.

11. 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.
12. 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.
13. 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 Burgos, 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 PEP para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una Asignación Petrolera, así como la información adicional que este órgano desconcentrado solicite.

Dicha opinión se integra en atención al análisis realizado a las componentes estratégicas, 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 Burgos.

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: 1, 3, 8, 9, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 330, 331, 332, 333, 334, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 361, 363, 383, 384, 386, 391, 782, 784, 785, 810, 811, 812, 813, 906, 988, 989, 990, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1145, 1394, 1395, 1397, 1398, 1399, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407, 1408, 1414, 1415, 1416, 1417, 1418, 1419, 1420, 1421, 1422, 1423, 1424, 1425, 1470, 1471, 1472, 1473, 1474, 1475, 1476, 1477, 1478, 1479, 1480, 1481, 1482, 1483, 1484, 1485, 1486, 1487, 1488, 1489, 1490, 1491, 1492, 1493, 1494, 1495, 1496, 1497, 1498, 1499, 1506, 1507, 1508, 1509, 1510, 1511, 1512, 1513, 1515, 1516, 1517, 1518, 1519, 1520, 1521, 1522, 1523, 1524, 1525, 1526, 1527, 1530, 1531, 1533, 1534, 1535, 1536, 1537, 1538, 1540, 1541, 1543, 1544, 1545, 1546, 1547, 1548, 1549,

1550, 1551, 1574 y 1578, que la SENER considera como áreas: 059-20, 059-19, 065-17, 064-21, 060-20, 061-20, 060-21, 061-21, 060-22, 061-22, 060-23, 061-23, 060-19, 065-22, 066-22, 065-23, 066-23, 064-14, 064-16, 063-16, 062-16, 064-17, 063-17, 062-17, 069-30, 069-31, 071-32, 072-32, 072-33, 070-32, 070-28, 073-32, 073-33, 064-22, 064-23, 065-21, 066-21, 071-30, 062-21, 062-22, 062-23, 063-21, 063-22, 063-23, 065-16, 066-16, 066-17, 069-26, 069-27, 070-26, 070-27, 070-30, 070-31, 071-29, 071-31, 072-30, 062-20, 062-24, 063-20, 063-24, 063-25, 064-20, 064-24, 064-25, 064-26, 064-27, 065-24, 065-25, 071-26, 071-27, 071-28, 072-27, 072-28, 072-31, 073-31, 074-27, 074-28, 074-29, 075-28, 075-29, 073-28, 073-29, 073-30, 074-30, 074-31, 074-32, 074-33, 075-30, 075-31, 075-32, 075-33, 069-29, 070-29, 069-22, 069-23, 069-24, 070-24, 070-25, 067-22, 068-21, 068-22, 069-21, 069-25, 069-28, 072-29, 073-27, 075-27, 076-28, 076-29, 076-30, 065-20, 066-20, 067-20, 067-21, 067-23, 068-20, 068-23, 072-26, 064-19, 065-18, 065-19, 065-26, 066-18, 066-19, 066-24, 066-25, 066-26, 067-19, 067-24, 067-25, 067-26, 059-17, 059-18, 060-17, 060-18, 061-16, 061-17, 061-18, 061-19, 062-18, 062-19, 063-18, 063-19, 064-15, 064-18, 065-15, 065-27, 066-27, 067-27, 068-25, 067-18 y 068-24.

## Métricas del Proyecto Integral Burgos. Componente Exploración.

**PROYECTO INTEGRAL BURGOS COMPONENTE EXPLORACIÓN**

	Unidades		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2028	% Variación
<b>Modificación Sustantiva</b>												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	1,795	3,361	5,775	5,482	4,079	1,178	3,010	3,231	71,604	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	17	36	56	39	36	10	33	34	879	25
	(número)	Real										
3.- Sísmica 3D	(km2)	Programa	535	888	2,444	6,015	4,220	900	2730	0	20,800	25
	(km2)	Real										
Sísmica 2D	(km)	Programa	2,558	1,738	2,411	2,493	0	0	0	0	9,200	25
	(km)	Real										
<b>Seguimiento</b>												
1.- Recursos Prospectivos a incorporar 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	20	58	107	59	55	5	51	48	1,602	NA
1.- Recurso Prospectivo a incorporar P50	(mmbpce)	Programa P50	46	98	174	112	115	24	105	103	1,778	NA
1.- Recurso Prospectivo a incorporar P90	(mmbpce)	Programa P90	85	152	264	183	203	48	179	188	2,138	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 Burgos. Componente Explotación.

**PROYECTO INTEGRAL BURGOS 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
<b>Modificación Sustantiva</b>									
Inversión	(mmpesos)	25,372	20,533	14,457	12,399	12,089	51,183	136,034	10
Gasto de Operación	(mmpesos)	4,302	4,203	3,728	3,294	3,052	12,280	30,861	10
Qg Promedio.	(mmpcd)	1,640	1,611	1,414	1,248	1,155	-	4,253 (mmpc)	10
Qo Promedio.	(mbd)	22	22	19	17	16	-	60 (mmb)	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.	Incluye como tipo de recuperación, procesos primarios por ser yacimientos de gas. Contempla la perforación de pozos convencionales con terminación tubingless y no convencionales.								
<b>Seguimiento Proyecto</b>									
Índice de Accidentabilidad.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Índice de Frecuencia.	(número)	* Pemex	* Pemex	NA					
Aprovechamiento de gas.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Perforación.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Terminación.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	NA
Reparaciones Mayores.	(número)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	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	NA					
Tiempo Perforación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Terminación.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tiempo de Producción.	(días)	* Pemex	* Pemex	NA					
Qo Promedio de pozos operando.	(bpd/pozo)	* Pemex	* Pemex	NA					
Factor de Recuperación.	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					
Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	* Pemex	* Pemex	NA					
Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	* Pemex	* Pemex	NA					
Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	* Pemex	* Pemex	NA					

NA. No aplica

ND. No disponible

\* Pemex: Falta definir por parte del operador

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

Informe de terminación del pozo exploratorio XXXX				Fecha:	
Municipio o entidad federativa:					
Región:					
Activo:					
Proyecto:					
Formación:					
<b>Coordenadas:</b>		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					
<b>Estado mecánico del pozo: (ajustar de acuerdo al pozo)</b>					
Conductora (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Superficial (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Intermedia (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Explotación (m):	Verticales:		Desarrollados:		
Profundidad total (m):	Verticales:		Desarrollados:		
<b>Pruebas de producción (ajustar de acuerdo a las pruebas):</b>					
<b>Intervalo 1 (m):</b>	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		
<b>Respecto al proyecto de delimitación y/o desarrollo del campo descubierto:</b>					
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				
<b>Notas:</b>					
La M es de millones.					