



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.01.001/12, POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS EMITE EL DICTAMEN TÉCNICO DEL PROYECTO INTEGRAL BURGOS.

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, EDGAR RENE RANGEL GERMAN, JAVIER HUMBERTO ESTRADA ESTRADA, GUILLERMO CRUZ DOMINGUEZ VARGAS, Y ALMA AMÉRICA PORRES LUNA, Presidente y Comisionados, respectivamente, integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 2, 3 y 4, fracciones VI, XV y XXIX y 8 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33, fracción VIII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 12, 13 y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, Décimo Transitorio del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, 11, fracciones I y VI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como el Resolutivo Primero de la Resolución CNH.E.03.001/10 y los artículos 3, 9, 11, fracción II, 12, 13 y 14 de la Resolución CNH.09.001/10, y:

RESULTANDO

PRIMERO.- Que mediante oficio número 512.010-11 del 10 de enero de 2011, la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Secretaría) remitió a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) la documentación correspondiente al proyecto integral Burgos, así como la solicitud de modificación de las asignaciones petroleras 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 Secretaría 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,



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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, conforme a lo previsto en el artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Reglamento) y en el Calendario de Revisión de Asignaciones expedido conjuntamente por la Secretaría y la Comisión, dentro del ámbito de sus atribuciones.

SEGUNDO.- Que mediante diversas comunicaciones, esta Comisión solicitó a Pemex, a través de Pemex Exploración y Producción (PEP), información adicional relacionada con el proyecto, en términos de la *Resolución CNH.E.03.001/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina 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, conforme al artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* (Resolución CNH.E.03.001/10), emitida el 14 de junio de 2010.

TERCERO.- Que en términos de dichas solicitudes, PEP remitió la información siguiente:

- Oficio No. SPE-GRHYPE-022/2011, recibido el 28 de enero de 2011, relacionado con la clase de costos del proyecto.
- Oficio SPE-515/2011, recibido el día 8 de septiembre de 2011, relacionado con la componente ambiental de los proyectos.

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que con fundamento en los artículos 4, fracciones VI y XV de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 5 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria); 33, fracción VIII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF); y Quinto Transitorio, fracción II del Reglamento, esta Comisión es competente para:

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



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

CUARTO.- Que el artículo 4, fracciones VI y XV, de la Ley de la Comisión establece que en el marco de sus atribuciones, este órgano desconcentrado debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría, así como sus modificaciones sustantivas y que, de igual forma debe emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria.

QUINTO.- Que el artículo 33, fracción VIII, de la LOAPF dispone que corresponde a la Secretaría 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.

SEXTO.- Que el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria señala que el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, otorgará exclusivamente a Pemex las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras y que el artículo 15 del mismo ordenamiento dispone que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha Ley deberán cumplir las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan, en el ámbito de sus competencias, la Secretaría y la Comisión, en términos de la normatividad aplicable.

SÉPTIMO.- Que la fracción II del artículo Quinto Transitorio del Reglamento establece que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas deberán ser revisadas por la Secretaría y la Comisión 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. Asimismo, señala que para la citada revisión, Pemex deberá presentar la información necesaria en los términos de dicho ordenamiento, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

OCTAVO.- Que de acuerdo con el marco normativo y a efecto de asegurar la congruencia de las asignaciones vigentes con las disposiciones legales en vigor, la Comisión debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos para estar en posibilidad de emitir una opinión sobre las asignaciones asociadas a las actividades contempladas en los mismos, de manera previa a que la Secretaría otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos.

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

A este respecto, el último párrafo del artículo 35 del Reglamento de la Ley de Pemex establece que los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que se presenten a la consideración de los Comités de Estrategia e Inversiones deberán contar con la aprobación de la Secretaría. De las disposiciones antes señaladas, se infiere que la Comisión debe emitir el dictamen técnico respecto de los proyectos antes mencionados. .

DÉCIMO.- Que dentro del ámbito de sus atribuciones, la Comisión emitió la Resolución CNH.06.002/09, por la que da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, así como la Resolución CNH.E.03.001/10; esta última, con la finalidad de simplificar el proceso de revisión conforme al Quinto Transitorio del Reglamento y para establecer de manera precisa los elementos necesarios para dictaminar los proyectos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos.

DÉCIMO PRIMERO.- Que la Comisión emitió la Resolución CNH.09.001/10 por la que determinó el procedimiento para la emisión de la opinión para el otorgamiento, modificación o cancelación de asignaciones petroleras, en el que se establece que para dicha emisión la Comisión tomará en cuenta el resultado del Dictamen Técnico del proyecto que las contiene y que resultado del análisis correspondiente se emitirá opinión favorable; favorable con condicionantes, o no favorable.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que las condicionantes a que se refiere el considerando anterior se refieren a ciertas obligaciones que Pemex debe cumplir a efecto de mantener la validez como favorable del dictamen del proyecto y la opinión sobre las respectivas asignaciones.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO TERCERO.- Que en términos del artículo 12, fracción III, del Reglamento, Pemex debe adjuntar a las solicitudes de asignaciones el dictamen técnico de la Comisión, a efecto de que la Secretaría cuente con dicho dictamen previo a la tramitación de las solicitudes de asignación.

DÉCIMO CUARTO.- Que una vez que contó con la información requerida, la Comisión elaboró el dictamen haciendo énfasis en el análisis de la factibilidad del proyecto integral Burgos y evaluó los aspectos siguientes, que se presentan y explican en el dictamen anexo:

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

DÉCIMO QUINTO.- Que derivado del análisis de los aspectos mencionados en el considerando anterior, se detectan diversas áreas de oportunidad que deben ser atendidas por Pemex, a través de PEP, para fortalecer y mejorar el desempeño del proyecto, por lo que se emiten las recomendaciones siguientes:

- a) Es necesario que ese organismo descentralizado implemente 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) La identificación y la evaluación de riesgos operativos deberían complementarse con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normativa de seguridad aplicable de acuerdo con el marco normativo mexicano o internacional.

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



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- d) Para la evaluación de los riesgos operativos se debería tener 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 su atención.
- e) Pemex debe 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 Secretaría y publicados el 21 de enero del 2011 en el Diario Oficial de la Federación.
- f) Pemex debe solicitar los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la Secretaría 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 de acuerdo con 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) Para las actualizaciones de los permisos ambientales se deberían detallar 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) Se 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.
- l) En el análisis de alternativas, PEP debería incorporar la optimización de infraestructura que le permita mantener la rentabilidad del proyecto en el largo plazo.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO SEXTO.- Que, adicionalmente, en el dictamen del proyecto la Comisión llegó a las conclusiones siguientes:

- a) Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto integral Burgos.
- b) Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes sobre 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 Secretaría 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.
- c) Sin perjuicio de lo anterior, se sugiere a la Secretaría que valore la conveniencia de otorgar un solo título de asignación, correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por PEP.
- d) Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I del dictamen técnico y entregar un reporte anual de cumplimiento de las mismas en términos del mencionado Anexo, que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto y dar seguimiento a su ejecución.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 el dictamen del proyecto, 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) Las condicionantes que se establecen en el dictamen son acciones que deberá atender el operador (Pemex, a través de PEP) para mantener como favorable el dictamen del proyecto y la opinión técnica sobre las asignaciones que le corresponden, lo que le permitirá dar continuidad a un proyecto en ejecución con 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.

Dichos programas de trabajo deben ser suscritos por los responsables de su ejecución y contener las actividades a realizar, las fechas de inicio y de finalización, responsables, entregables y costos, entre otra información que PEP considere necesaria. Asimismo, deben ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación a PEP de la presente Resolución. Adicionalmente PEP debe informar trimestralmente los avances a dichos programas, por escrito y en formato electrónico.

Las condicionantes determinadas se refieren a lo siguiente:

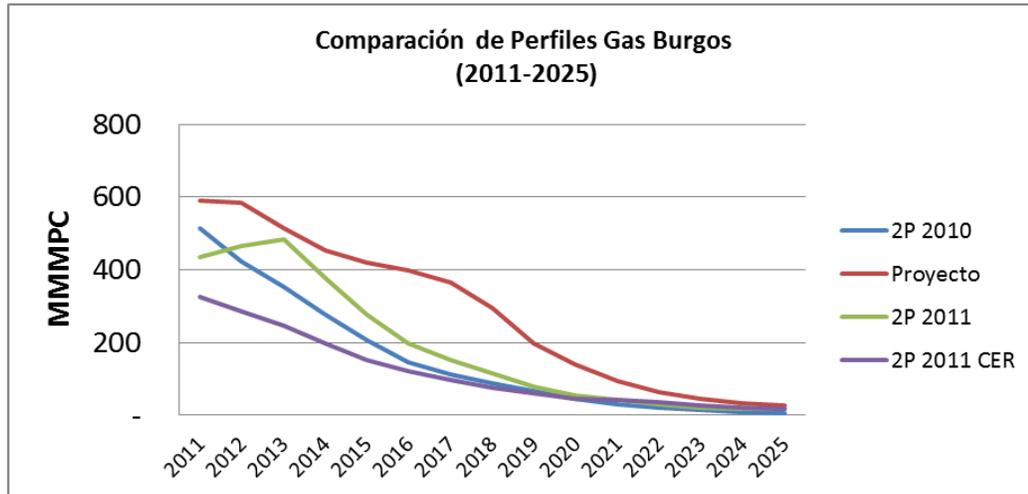
1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión el proyecto integral Burgos nuevamente para dictamen; lo anterior, en términos de la Resolución CNH.06.002/09 y observando los siguientes elementos:
 - El proyecto que se presente deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta es inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 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 sólo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción únicamente contiene los campos certificados.
- Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la entidad y por el certificador.
 - 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 y mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas respecto de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión,



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

producción, metas físicas) del proyecto entregado a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

- 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 métodos de recuperación adicionales de hidrocarburos; y iii) optimización de infraestructura de producción.
 3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia debidos 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 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 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 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.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 presente resolución, 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.
- f) Se estima indispensable sugerir a la Secretaría que las condicionantes a las que se refiere el inciso anterior se integren en los términos y condiciones de las asignaciones 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.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Por lo anterior, con fundamento en las disposiciones citadas en la presente Resolución, así como en los artículos 1º, 2º, 3º, 8º, 13, 14, 15 y demás relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, el Órgano de Gobierno, por unanimidad de votos:

RESUELVE

PRIMERO.- Se emite el dictamen técnico del proyecto integral Burgos como favorable con condicionantes, para realizar actividades conforme a la información presentada por Pemex, a través de PEP.

Dicho dictamen, que se anexa a la presente y forma parte integrante de la misma, fue realizado con base en la información a la que se hace referencia en los resultados de la presente Resolución, y analizado conforme a las atribuciones de esta Comisión, señaladas en los considerandos.

SEGUNDO.- El Dictamen referido en el resolutivo anterior queda sujeto al cumplimiento de las condicionantes que derivan del mismo, detectadas como elementos que debe cumplir Pemex, a través de PEP, con el objeto de mantener el sentido favorable del mismo y mejorar el desempeño del proyecto.

Dichas condicionantes se refieren lo siguiente:

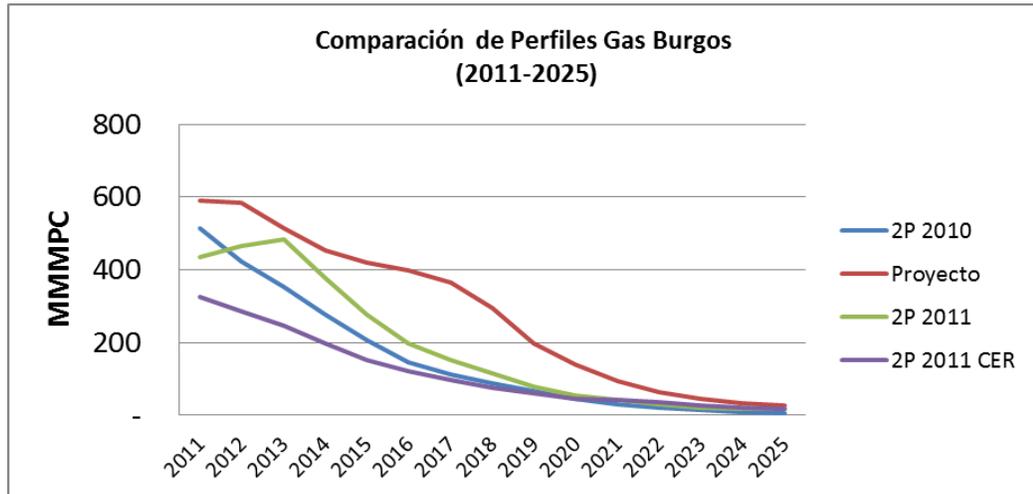
1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión el proyecto integral Burgos nuevamente para dictamen; lo anterior, en términos de la Resolución CNH.06.002/09 y observando los siguientes elementos:
 - a) El proyecto que se presente deberá ser consistente con las cifras que el propio PEP ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P que reporta es inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 sólo revisan algunos campos dependiendo de su clasificación en campos mayores, menores y otros, por lo que el perfil de producción únicamente 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 y mostrando consistencia entre los perfiles de producción, inversiones y metas físicas respecto de lo documentado en el proyecto y lo registrado en la base de reservas de hidrocarburos. Además, deberá ser consistente con las cifras (inversión,



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

producción, metas físicas) 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 métodos de recuperación adicionales de hidrocarburos; y iii) optimización de infraestructura de producción.
3. PEP deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia debidos 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 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 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 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.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 presente resolución, 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.

Las mencionadas acciones deberán ser atendidas mediante programas de trabajo que, debidamente suscritos por los responsables de su ejecución, contengan las actividades a realizar, las fechas de inicio y de finalización, responsables, entregables y costos, entre otra información que PEP considere necesaria, mismos que serán inscritos en su oportunidad en el Registro Petrolero.

Los programas de trabajo deberán ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a que surta efectos la notificación de la presente Resolución a PEP.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Adicionalmente PEP deberá informar trimestralmente los avances a dichos programas, por escrito y en formato electrónico.

TERCERO.- Se emite opinión en sentido favorable con condicionantes, en términos del 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 Secretaría 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. La opinión sobre estas asignaciones podrá extenderse conforme PEP presente los demás proyectos o actividades que pudieran ocurrir dentro de ellas.

CUARTO.- Pemex, a través de PEP, deberá observar las métricas señaladas en el Anexo I del dictamen técnico y entregar un reporte anual de cumplimiento de las mismas en términos del mencionado Anexo, que permita identificar modificaciones sustantivas al proyecto y dar seguimiento a la ejecución del mismo.

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 hubieren otorgado las asignaciones petroleras asociadas al proyecto, en el entendido que la Comisión podrá solicitar la comparecencia del funcionario de Pemex responsable del proyecto, cuando lo considere necesario.



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto, Pemex deberá presentar a dictamen el proyecto modificado, en términos de lo establecido en la Resolución CNH.06.002/09.

QUINTO.- Se instruye a la Secretaria Ejecutiva de la Comisión para que remita a la Secretaría copia de la presente Resolución y de su dictamen, que incluye la opinión sobre las asignaciones que comprenden el proyecto integral Burgos, para los efectos que correspondan, y háganse de su conocimiento las condicionantes determinadas y los programas de trabajo que se solicitan a PEP, a efecto de que, de considerarse pertinentes, sean incorporadas en los términos y condiciones de las asignaciones respectivas.

SEXTO.- Se instruye a la Secretaria Ejecutiva de la Comisión para que notifique a PEP la presente Resolución, con la finalidad de que presente los programas de trabajo de atención a las condicionantes, así como el reporte de métricas, en los términos expuestos en los Resolutivos Segundo y Cuarto.

SÉPTIMO.- Por conducto de la Secretaria Ejecutiva, inscribábase en el Registro Petrolero la presente Resolución, así como el dictamen del proyecto integral Burgos.

MÉXICO, D.F., A 23 DE ENERO DE 2012

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
PRESIDENTE
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS



SECRETARÍA DE ENERGÍA

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**HOJA DE FIRMAS DE LA RESOLUCIÓN
CNH.01.001/12 DEL ÓRGANO DE GOBIERNO
DE LA COMISIÓN NACIONAL DE
HIDROCARBUROS**

COMISIONADOS INTEGRANTES DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

EDGAR RENÉ RANGEL GERMÁN

**JAVIER HUMBERTO ESTRADA
ESTRADA**

**GUILLERMO CRUZ DOMÍNGUEZ
VARGAS**

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA