



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO
Primera Sesión Ordinaria de 2012

23 de enero de 2012

ACUERDO CNH.01.008/12

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto integral Burgos, de conformidad con la Resolución aprobada. Dicha Resolución contiene el dictamen al proyecto y la opinión a las asignaciones que corresponden, con fundamento en los artículos 12, fracción III, y Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y 4, fracciones VI y XV de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y demás ordenamientos aplicables.

Las condicionantes de referencia, entendidas como elementos que PEP debe cumplir para mantener la validez del dictamen, son las siguientes:

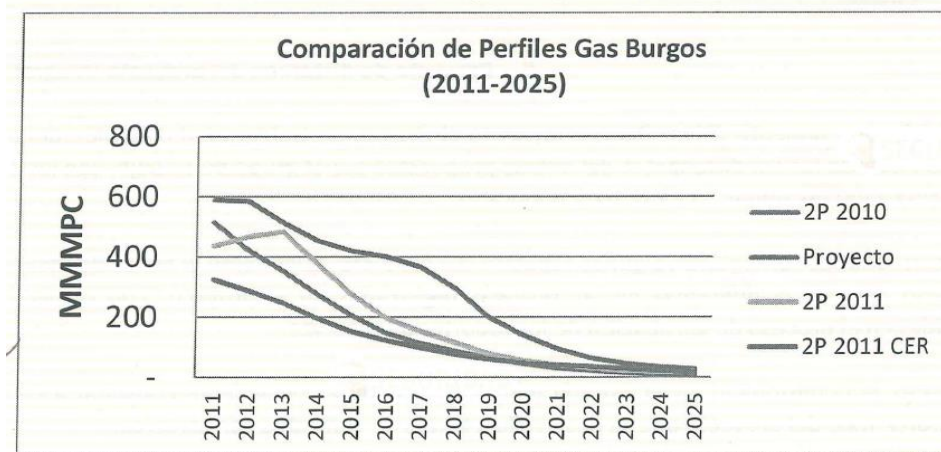
1. En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión el proyecto integral Burgos nuevamente para dictamen; lo anterior, en términos de la Resolución CNH.06.002/09 y observando los siguientes elementos:
 - El proyecto que se presente deberá ser consistente con las cifras que el propio 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.

ÓRGANO DE GOBIERNO

Primera Sesión Ordinaria de 2012

23 de enero de 2012

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.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

Primera Sesión Ordinaria de 2012

23 de enero de 2012

- 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, 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.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

Primera Sesión Ordinaria de 2012

23 de enero de 2012

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.
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.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

Primera Sesión Ordinaria de 2012

23 de enero de 2012

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.