



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ACTA DE LA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS DEL AÑO 2011

En la Ciudad de México, siendo las diez horas del día 14 de septiembre del año dos mil once, se reunieron en la sala de juntas de este órgano desconcentrado, sita en el octavo piso del edificio ubicado en Avenida Vito Alessio Robles, número ciento setenta y cuatro, colonia Florida, delegación Álvaro Obregón, C.P. 01030, Juan Carlos Zepeda Molina, Comisionado Presidente, y los Comisionados Edgar René Rangel Germán, Javier Estrada Estrada, Guillermo Cruz Domínguez Vargas y Alma América Porres Luna, con objeto de celebrar una sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión).

A la sesión también asistió Carla Gabriela González Rodríguez, Secretaria Ejecutiva en la Comisión.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante Oficio número D00.-SE.-551/2011 de fecha 7 de septiembre de 2011, de conformidad con lo establecido en los artículos 8 y 12, fracción III, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como 12, 15 y 28, fracción III, del Reglamento Interno de este órgano desconcentrado.

### ORDEN DEL DÍA

Habiéndose verificado el quórum de asistencia, se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día de la Octava Sesión Extraordinaria de la Comisión del año 2011, mismo que fue aprobado por unanimidad, de conformidad con el tema siguiente:

- 1) Solicitud de prórroga de PEP para la entrega de los planes de trabajo en atención a las condicionantes de los dictámenes de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos siguientes:
  - a) Proyecto Agua Fría-Coapechaca
  - b) Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa
  - c) Proyecto de Explotación Poza Rica
  - d) Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Simojovel
  - e) Proyecto Integral Cuenca de Macuspana
  - f) Proyecto de Evaluación del Potencial Reforma Terciario
  - g) Proyecto de Exploración Campeche Oriente
  
- 2) Dictámenes y proyecto de resolución sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos siguientes:
  - a) Proyecto de Exploración Cuichapa
  - b) Proyecto de Exploración Coatzacoalcos
  - c) Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre
  - d) Proyecto de Explotación Cactus-Sitio Grande
  - e) Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

3) Proyecto de resolución sobre el recurso de revisión interpuesto por Pemex-Exploración y Producción, en contra de la resolución CNH.05.002/11.

**1. Solicitud de prórroga de PEP para la entrega de los planes de trabajo en atención a las condicionantes de los dictámenes de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos siguientes:**

- a) Proyecto Agua Fría-Coapechaca
- b) Proyecto Golfo de México Sur, Primera Etapa
- c) Proyecto de Explotación Poza Rica
- d) Proyecto de Exploración Incorporación de Reservas Simojovel
- e) Proyecto Integral Cuenca de Macuspana
- f) Proyecto de Evaluación del Potencial Reforma Terciario
- g) Proyecto de Exploración Campeche Oriente

En relación con los proyectos mencionados en los incisos a) a g), el Comisionado ponente, Edgar Rangel Germán, hizo del conocimiento del Órgano de Gobierno que Pemex-Exploración y Producción había remitido un oficio por el que se solicitaba que la Comisión otorgara una prórroga de diez días en el plazo original previsto de 20 días para que dicho organismo entregara los planes de trabajo de atención a las condicionantes determinadas en los dictámenes y resoluciones de los proyectos de mérito.

En virtud de que dicho plazo fue determinado mediante resolución del Órgano de Gobierno, el Comisionado ponente somete a consideración del mismo conceder dicha prórroga. Se mencionó que en virtud de que la solicitud cumple con lo previsto en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, se sugiere concederla. Adicionalmente, propuso que se instruyera a la Secretaría Ejecutiva para que, en acuerdo con el Comisionado Presidente, resolviera solicitudes similares futuras respecto de los proyectos de exploración y explotación dictaminados por la Comisión, en ánimo de dar celeridad a dichos asuntos.

Los comisionados estuvieron de acuerdo con las propuestas, por lo cual el Órgano de Gobierno, por unanimidad de votos, tomó los acuerdos siguientes:

**Acuerdo CNH.E.08.001/11**

Se aprueba conceder el plazo adicional solicitado por Pemex-Exploración y Producción para la entrega de los planes de trabajo de atención a las condicionantes determinadas en los dictámenes y resoluciones de los proyectos Agua Fría-Coapechaca; Golfo de México Sur, Primera Etapa; de Explotación Poza Rica; de Exploración Incorporación de Reservas Simojovel; Integral Cuenca de Macuspana; de Evaluación del Potencial Reforma Terciario, y de Exploración Campeche Oriente.

3) 2



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **Acuerdo CNH.E.08.002/11**

Se instruye a la Secretaría Ejecutiva para que, previo acuerdo con el Comisionado Presidente, conceda las prórrogas que en el mismo sentido solicite Pemex-Exploración y Producción en el futuro, en relación con los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

### **2. Dictámenes de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.**

- a) Proyecto de Exploración Cuichapa
- b) Proyecto de Exploración Coatzacoalcos
- c) Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre
- d) Proyecto de Explotación Cactus-Sitio Grande
- e) Proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B

En relación con los proyectos mencionados en los incisos a) a e), el Comisionado ponente, Edgar Rangel Germán presentó a los comisionados los aspectos generales de los proyectos de dictamen.

Al respecto, se comentaron aspectos generales de los proyectos, así como de redacción de las condicionantes propuestas, específicamente las que se refieren al seguimiento del VCD, a la diferencia entre las reservas reportadas en el proyecto y las presentadas en el proceso de evaluación y certificación de las mismas reservas, así como la relativa a los proyectos que pueden ser sometidos al proceso de contratos incentivados.

Por otro lado, se comentaron los avances en el proceso de dictamen de los proyectos Golfo de México B y Coatzacoalcos Marino, y cuyas observaciones se harán del conocimiento de la Secretaría de Energía para que, en todo caso, se redocumenten dichos proyectos.

Una vez acordadas las modificaciones y observaciones a los proyectos de dictamen, el Órgano de Gobierno, por unanimidad de votos tomó los acuerdos y resoluciones siguientes:

### **Resolución CNH.E.08.001/11**

La Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico del proyecto de Exploración Cuichapa.

### **Acuerdo CNH.E.08.003/11**

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto de Exploración Cuichapa, 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.

3



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

- a) Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
- b) Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar su avance trimestralmente. Además, deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.
- c) 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 presentado en el anexo II del dictamen.
- d) Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debidos a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
- e) Pemex debe 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.
- f) Pemex debe elaborar un análisis de 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.
- g) En caso de éxito exploratorio, Pemex 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; lo anterior, 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.
- h) Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
- i) 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 la API RP 74, API RP 75L y API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

#### **Resolución CNH.E.08.002/11**

La Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico del proyecto de Exploración Coatzacoalcos.

#### **Acuerdo CNH.E.08.004/11**

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto de Exploración Coatzacoalcos, 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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**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:**

- a) Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
- b) Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar su avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.
- c) 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 presentado en el anexo II del dictamen.
- d) Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debidos a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
- e) Pemex debe 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.
- f) Pemex debe elaborar un análisis de 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.
- g) En caso de éxito exploratorio, Pemex 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; lo anterior, 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.
- h) Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
- i) 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 la API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y, en general, como parte de los elementos necesarios para garantizar la seguridad industrial del proyecto.

#### **Resolución CNH.E.08.003/11**

**La Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico del proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### Acuerdo CNH.E.08.005/11

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, 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:

- a) En un lapso no mayor a un año, Pemex deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre, conforme a la Resolución CNH.06.002/09 y observando los siguientes elementos:
  - 1) El proyecto que se presente a dictamen deberá ser consistente con las cifras que el propio Pemex ha presentado para sustentar sus estimaciones de reservas. A este respecto, se observa que la última estimación de reservas 2P de aceite que reporta en el proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre es 14% inferior a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen.

Tabla 1. Reserva de aceite del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Aceite (mmbbl)	Variación Reservas vs Proyecto
	2011-2025	
2P 2010	50	0%
Proyecto	50	
2P 2011	44	-14%

Tabla 2. Reserva de gas del Proyecto Desarrollo de Campos Costero Terrestre.

Perfil	Gas (mmmpc)	Variación Reservas vs Proyecto
	2011-2025	
2P 2010	403	0.74%
Proyecto	400	
2P 2011	527	31%

- 2) Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la propia entidad y por el certificador o tercero independiente.
- 3) Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el manejo de producción para los campos del proyecto, señalando los factores de recuperación asociados a cada combinación, que muestre 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 (SHCP).



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- 4) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos después de impuestos a partir del año 2022, que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
- b) Pemex deberá entregar la estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, y iii) optimización de infraestructura de producción.
- c) Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debido a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
- d) 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.
- e) Pemex deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Desarrollo de Campos Costero Terrestre, que permita continuar con la operación de manera más segura.
- f) 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.
- g) 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, como la API RP 75L.
- h) Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la Comisión emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

#### **Resolución CNH.E.08.004/11**

La Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico del proyecto de Explotación Cactus-Sitio Grande.

#### **Acuerdo CNH.E.08.006/11**

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto de Explotación Cactus-Sitio Grande, 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:

- a) En un lapso no mayor a un año, PEP deberá presentar a la Comisión, nuevamente para dictamen, el proyecto Cactus – Sitio Grande, conforme lo establece la Resolución CNH.06.002/09 y observando los siguientes elementos:

3



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

1. 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 de aceite que reporta PEP en el proyecto Cactus - Sitio Grande es 57% inferior (Tabla 1) a la que da soporte al proyecto que se sometió a dictamen. Esta es una inconsistencia que debe ser corregida.

Tabla 1. Reserva de aceite proyecto Cactus – Sitio Grande.

Perfil	Aceite (mmbbl) 2011-2025	Variación Reservas vs Proyecto
2P 2010	29	-60%
Proyecto	73	
2P 2011	31	-57%

2. Pemex deberá proporcionar los perfiles de producción por campo estimados por la propia entidad y por el certificador o tercero independiente.
  3. Pemex deberá presentar una propuesta de explotación en la que se denote de manera integral el análisis exhaustivo sobre sistemas artificiales, procesos de recuperación secundaria y mejorada, 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 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.
  4. PEP debe 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 2027 y después de impuestos a partir del año 2019 que hacen que el proyecto pierda rentabilidad en el largo plazo.
- b) 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) actualización de los modelos de simulación; ii) definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto, y iii) optimización de infraestructura de producción.
- c) Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar sobre los ajustes en la estrategia debidos a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
- d) 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.
- e) PEP deberá presentar el programa de atención a anomalías de seguridad industrial del Proyecto de Explotación Cactus - Sitio Grande, que permitan continuar con la operación de manera más segura.
- f) 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.
- g) 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 API RP 74 y API RP 75L.
- h) Pemex deberá atender todo lo necesario para asegurar una medición de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en los lineamientos que la Comisión emitió mediante Resolución CNH.06.001/11 publicados el 30 de junio de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

**Resolución CNH.E.08.005/11**

La Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico del proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### Acuerdo CNH.E.08.007/11

Se dictamina como favorable con condicionantes el proyecto de Exploración Evaluación del Potencial Papaloapan B, 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:

- a) Pemex debe acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto.
- b) Pemex deberá entregar a la Comisión, de manera detallada, los programas multianuales de perforación de pozos y de estudios a realizar, así como reportar su avance trimestralmente. Además deberá informar a la Comisión cuando el proyecto presente modificación sustantiva, derivado de nueva información proveniente de algún estudio o de la perforación de un pozo. Adicionalmente, deberá enviar el análisis comparativo (tiempo, inversiones, resultados, etc.) entre lo programado y lo efectivamente realizado de cada pozo construido.
- c) 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 presentado en el anexo II del dictamen.
- d) Pemex deberá informar, de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) e informar en relación con los ajustes en la estrategia debidos a los avances y hallazgos durante el desarrollo de las actividades del proyecto.
- e) Pemex debe 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.
- f) Pemex debe elaborar un análisis de 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.
- g) En caso de éxito exploratorio, Pemex 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; lo anterior, 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.
- h) Pemex deberá presentar un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales. Además, deberá presentar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.
- i) 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 la 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.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### 3. Proyecto de resolución sobre el recurso de revisión interpuesto por Pemex-Exploración y Producción, en contra de la resolución CNH.05.002/11.

El Comisionado Presidente cedió la palabra a la Secretaria Ejecutiva quien hizo una breve presentación de los antecedentes del procedimiento administrativo instaurado a Pemex-Exploración y Producción por el retraso en el envío de información a la Comisión, con lo cual incumplió la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Al respecto y, en virtud de los argumentos planteados en el recurso de revisión, se propone que el Órgano de Gobierno deje sin efectos el Resolutivo SEGUNDO, de la Resolución CNH.05.002/11, en relación con la imposición de la multa en contra de Pemex-Exploración y Producción por el entorpecimiento de la obligación de informar o reportar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en términos de las obligaciones establecidas en los artículos 15, y 15 Bis, fracción VI de la Ley Reglamentaria y conforme a los Considerandos de la presente Resolución.

Sin embargo, se puntualizó que en caso de que Pemex incurriera de nuevo en dicha conducta, la Comisión lo considerará como grave y constituiría una reincidencia. Lo anterior, insistiendo que Pemex debe reconocer que el retraso en la entrega de información o la omisión en la realización de las actividades conducentes a entregar los reportes e información que la Comisión le requiera dentro del ámbito de sus atribuciones, constituye un entorpecimiento en su obligación de informar en términos del artículo 15 de la Ley Reglamentaria y por consiguiente, un entorpecimiento en el ejercicio de las atribuciones y cumplimiento del mandato de esta autoridad.

Una vez discutido lo anterior, el Órgano de Gobierno por mayoría de cuatro votos contra uno, tomó la Resolución siguiente:

#### Resolución CNH.E.08.006/11

La Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve el recurso de revisión interpuesto por Pemex-Exploración y Producción, en contra de la resolución número CNH.05.002/11.

No habiendo más asuntos que tratar, se da por concluida la Octava Sesión Extraordinaria del año dos mil once del Órgano de Gobierno de la CNH, a las dieciséis horas del día de su comienzo, firmando para constancia en todas sus fojas, al margen y al calce, los Comisionados que en ella intervinieron, así como la Secretaria Ejecutiva.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hoja de firmas del Acta de la Octava  
Sesión Extraordinaria del Órgano de  
Gobierno de la Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Edgar René Rangel Germán  
Comisionado

Javier Humberto Estrada Estrada  
Comisionado

Guillermo Cruz Domínguez Vargas  
Comisionado

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaría Ejecutiva