



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:59 horas del día 16 de mayo del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemecatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Octava Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0859/2016, de fecha 13 de mayo de 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Antes de dar inicio, el Comisionado Presidente se refirió a los recientes nombramientos de Comisionados, y comentó que se congratulaba en anunciar que en esta sesión ya se encontraban nuevamente los siete Comisionados que integran el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, debido a la más reciente incorporación del Comisionado Gaspar Franco Hernández, a quien dio la más cordial bienvenida.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por otra parte, propuso que en ausencia de la Secretaria Ejecutiva, fungiera como Secretario en la sesión el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto en dicha Secretaría.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

A continuación, preguntó al Secretario sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Modificación a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda-1.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Xikin-1DL.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, el segundo párrafo del artículo 43 de las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictámenes técnicos respecto de los Planes de Exploración propuestos para las siguientes asignaciones:

1. AE-0008-M-Amoca Yaxche-06.
2. AE-0021-M-Okom-04.
3. AE-0022-M-Okom-05.
4. AE-0045-M-Agua Dulce-04.
5. AE-0048-M-Almagres-01
6. AE-0051-2M Mezcalapa 01
7. AE-0057-M Mezcalapa 07
8. AE-0072-M-Tantocob-01
9. AE-0074-M-Puchut-02

II.5 Contratación de una Asesoría para la Evaluación en materia de Diseño de los Programas Presupuestarios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe sobre la Tercera Licitación de la Ronda-1.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificación a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Buenas tardes, Comisionados.

Con relación a la licitación CNH-R01-L04/2015, relativa a la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Profundas – Cuarta Convocatoria, someto a su consideración los siguientes ajustes a las Bases de Licitación.

Se precisa que el interesado en precalificar, para acreditar la capacidad financiera del operador o no operador, también lo puede llevar a cabo con la documentación correspondiente al año 2015.

Otro ajuste que se lleva a cabo en las Bases de Licitación es en la Sección V, relativa al programa mínimo de trabajo, en la que se llevan a cabo una serie de ajustes que describen con mayor detalle las actividades que el contratista debe considerar para cumplir con el programa mínimo de trabajo.

También se incorporó una tabla de referencia que inicialmente no estaba. Esta tabla de referencia nos permite determinar las unidades de trabajo en monto de dinero en dólares que nos permiten determinar cuando se aplica una pena, el cálculo de las garantías de cumplimiento y el cumplimiento de las unidades de trabajo.

Otro ajuste que se lleva a cabo en las Bases de Licitación es que se modifica la variable de adjudicación relativa al factor de inversión adicional al programa mínimo de trabajo establecido para cada Área Contractual con el objeto de que el licitante pueda ofrecer mayores niveles de inversión durante la ejecución del contrato. Esto es, los licitantes que presenten una propuesta podrán presentar una propuesta indicando si llevan a cabo una inversión para perforar dos pozos, un pozo o cero pozos, que se combina con la otra variable de adjudicación, que es la regalía adicional, que determina el valor ponderado de la oferta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licenciado, déjeme hacer una precisión para ver si estoy claro de lo que está usted indicando. En esta licitación, como en las tres previas que hemos tenido, hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una ponderación entre lo que se le ofrece al Estado en pago de regalía y el compromiso de inversión.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aquí lo que teníamos es que el compromiso adicional de inversión se limitaba a un pozo exploratorio adicional.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y aquí se está ampliando la posibilidad de que la inversión adicional que puedan comprometer las empresas participantes sea del doble, de dos pozos adicionales, es decir, se le está dando más peso relativo a la inversión.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En este promedio ponderado entre regalía y compromiso de inversión, se le está dando más peso relativo a la inversión adicional.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Esos son, en términos generales, los ajustes a las Bases de Licitación.

Ahora bien, la Secretaría de Energía, en uso de sus atribuciones, hizo llegar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos modificaciones al contrato. Destaco algunas de ellas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Acorde con el ajuste que se hace en las Bases a la variable de adjudicación relativa al factor de inversión, se llevan ajustes en el contrato en los siguientes puntos.

Fase de Exploración. Se prevé la posibilidad de que el contratista comprometa unidades de trabajo equivalentes a dos pozos como incremento en el programa mínimo de trabajo y se precisa que cuando menos en el primer periodo de exploración se deben llevar a cabo la mitad de esas unidades de trabajo que corresponden a esos dos pozos.

En el tema de unidades de trabajo se agregan igualmente los valores de referencia que nos permiten determinar el monto de las unidades de trabajo en dinero para el cumplimiento de las unidades de trabajo, calcular penas convencionales y calcular las garantías de cumplimiento.

De igual forma, se incorpora el catálogo que describe a mayor detalle las actividades que el contratista debe considerar para cumplir con ese programa mínimo de trabajo.

En el incremento al programa mínimo de trabajo, en línea con la variable de adjudicación, se precisa el tratamiento que tendrá la inversión incremental en el caso de que el contratista se comprometa a perforar dos pozos como incremento al programa mínimo trabajo.

Se llevan a cabo ajustes en las reglas de reducción y devolución acorde un poco a los ajustes a la variable de adjudicación para llevar a cabo los compromisos de inversión acordes, modular el tamaño de área y no tener áreas ociosas.

En relación a la garantía de cumplimiento, se precisa el plazo para que la CNH, una vez que se haya cumplido el cumplimiento de las obligaciones del contratista, lleve a cabo la verificación, emita la constancia correspondiente y el contratista pueda solicitar la devolución de la garantía de cumplimiento para los efectos que correspondan.

En materia de caso fortuito y fuerza mayor se hacen unas precisiones para que cuando suceda algún caso fortuito o fuerza mayor, dicha eventualidad se prorrogue por el mismo tiempo que haya durado la eventualidad. Eso no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

significa que el contrato se extienda más allá del plazo que está previsto, que es de 35 años más 15 en una prórroga adicional de 10 años o una segunda de 5 años.

En materia de rescisión administrativa se da mayor claridad a las definiciones de accidente grave, sin causa justificada, culpa, información o reportes falsos o incompletos.

En la etapa de investigación previa que está prevista en la etapa de rescisión administrativa se llevan a cabo unas precisiones para dar mayor certeza. Como ustedes saben, la etapa de investigación previa tiene un plazo mínimo de 30 días y máximo de 2 años. Se hace una precisión para dejar claro que la CNH notificará a la contraparte que el plazo no podrá ser menor a los 30 días para esta investigación previa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Déjeme subrayar algo, Director General. En el proceso de rescisión administrativa, que son las causales que están en ley, lo que se ha establecido en el contrato es que previo a iniciar los actos relativos a una rescisión administrativa, la CNH tendrá que llevar a cabo una investigación cuando exista un indicio de alguna de las causales que marca la ley. Lo que se está precisando aquí es que las partes, la CNH y el contratista, deben de acordar que exista un experto independiente.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y algo importante que se precisa en esta versión es que deben de acordar el plazo en el que el tercero independiente va a presentar su opinión, con lo cual se le da mayor certeza jurídica a que la CNH conozca la opinión del experto independiente.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Otra precisión que se lleva a cabo en materia de rescisión contractual es que se eliminan causales que estaban duplicadas en la rescisión administrativa, tales como que el contratista se retrase por más de 180 días en dar inicio al plan de desarrollo o a alguno de los planes, que no ejecute la obligación de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esas ya son rescisiones administrativas de ley, era innecesario que fueran también causales de rescisión contractual.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, ya está de ley, se mantiene como rescisión administrativa.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Exacto. Otra que se lleva a cabo es que en materia de arbitraje se prevé que, salvo pacto en contrario, el arbitraje será confidencial, excepto aquellos aspectos que de conformidad con la normatividad deban de mantenerse públicos. Esto es, dependiendo del asunto que se lleve a arbitraje, por cierta información confidencial de alguna de las partes, se guarde con esas características.

En términos generales, comisionados, estos son los ajustes que propone y solicita la Secretaría de Energía sean publicados junto con las Bases en la página www.ronda1.gob.mx. De ser aprobados, se publicarían hoy mismo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Director General. Ahora sí les dejo la palabra a los comisionados, vi que el doctor Moreira levantó la mano. Doctor, adelante, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la parte que mencionaron de que se va a establecer un experto independiente, no sé si debería decir ahí que se prevé como obligación de las partes el nombramiento por mutuo acuerdo de un experto independiente y el tiempo en el cual debe presentar sus opiniones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así es como quedó. Qué bueno que lo precisa usted, doctor, porque eso es lo que quisimos decir el Director General y su servidor, así es como queda.

Está la rescisión administrativa, hay una investigación previa y, para darle certeza jurídica al inversionista de que la opinión que presenta el experto va a ser recibida y va a ser vista ante la autoridad, se acuerda la designación del experto y el plazo en el que éste presente su opinión. Después de eso, el Estado resuelve, en su atribución como Estado.

Cuando entramos a rescisión administrativa, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ya no está en un rol de contratista, sino está en un rol de Estado, ejerciendo una atribución de Estado, pero se le da la certeza jurídica al inversionista de que se recibirá en tiempo y se estudiará la opinión de un tercero que se designa por mutuo acuerdo en un plazo que se establece de mutuo acuerdo. Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo interpreto el primer plazo como el plazo de la conclusión de la investigación, es decir, es una atribución de la CNH que incluye el tiempo del experto independiente, o sea, es mayor que; hay dos plazos ahí.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, Comisionado. Como está hoy el contrato, prevé que si se inicia una investigación previa, lo mínimo que debe durar son 30 días y no más de 2 años.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE.- Y el plazo de toda la investigación, doctor, como usted dice, lo define la autoridad, pero aquí se está incluyendo la certeza de que se acuerda el plazo en el que se recibirá la opinión del experto, eso se acuerda. El plazo de la investigación lo define la autoridad, pero se respeta y se da la certeza de que la opinión se va a recibir y se pacta el tiempo en el que se va a recibir. Comisionado Néstor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Simplemente una precisión. Ya se comentó que hay dos variables de adjudicación, la variable de la regalía adicional más la que tiene que ver con el factor de inversión y que de alguna forma se está privilegiando. Creo que esto es muy adecuado, pero hay un factor crítico que debe considerarse para que podamos maximizar el valor: que la regalía adicional mínima fijada por la Secretaría de Hacienda sea prevista de tal forma que sí se maximice el valor. En otras palabras, la regalía adicional mínima que fije Hacienda en el momento adecuado tendrá que fijarse de tal forma que realmente se maximice el valor del contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. En esta licitación –como en otras y en todas las que tengamos, como lo establece la ley–, la Secretaría de Hacienda tiene que establecer una regalía mínima o un porcentaje de las utilidades, si se tratara de un contrato de producción compartida. Director General, lo que hemos visto en las anteriores –supongo que así está en ésta– es que la Secretaria de Hacienda resuelve cómo dar a conocer la regalía mínima 15 días antes.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 15 días antes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA .- Efectivamente, esa es una pieza fundamental.

Colegas comisionados, ¿alguna otra observación? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo entiendo que ésta es una actualización a la versión del contrato, pero no es la definitiva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA .- Correcto.

COMISIONADO SERGIO NPIMENTEL VARGAS.- Lo puntualizo porque yo tengo algunas observaciones específicas a algunas cláusulas. Desde luego, no es éste el momento de entrar al detalle, pero no quiero dejarlo pasar y precisar que, en todo caso, habrá de discutirse y de comentarse con la Secretaría de Energía y con la Secretaría de Hacienda. La atribución por ley de definir el clausulado, desde luego, es de la Secretaría de Energía, pero a la Comisión le



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

toca suscribir en representación del Estado y administrar los contratos. Así lo previó la Reforma Energética, se ha dicho muchas veces, un esquema de pesos y contrapesos, y en esa lógica yo simplemente quiero adelantar algunos comentarios que yo tengo de manera puntual a tres cláusulas. Entiendo que habrá el espacio suficiente para platicarlo con las secretarías.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Lo que apunta el Comisionado Sergio Pimentel es preciso en el sentido de que ésta es una actualización del contrato, pero el contrato sigue en el portal www.ronda1.gob.mx abierto a los comentarios, en primer lugar, de los señores comisionados aquí en esta mesa y en las mesas de trabajo, pero está abierto a comentarios de las empresas y, en general, a quien quiera mandar un comentario. Director General, ¿nos podría recordar cuál es la fecha de publicación de la última versión? Todavía tenemos oportunidad de hacer comentarios, observaciones, ¿hasta cuándo?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ésta es la primera actualización del contrato y tenemos de aquí hasta el 24 de agosto para seguir publicando actualizaciones del contrato y de Bases. El 24 de agosto se publica la versión final de ambos documentos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente, comisionados.

En el mismo sentido que comenta el Comisionado Pimentel, yo quisiera hacer referencia a algo que hemos dicho cada vez que aprobamos estas modificaciones a las Bases y, por ende, al contrato, en cuanto a que el diseño institucional estableció que las variables de adjudicación es una facultad que establece la Secretaría de Hacienda; el contenido del contrato, la Secretaría de Energía. El acto de votación que nosotros vamos a realizar el día de hoy es para incluir las disposiciones que nos han marcado dichas secretarías en las Bases de Licitación que nosotros expedimos, pero nosotros no estamos votando el contenido de las propuestas que nos están haciendo; de hecho, no son propuestas, son indicaciones, son obligatorias para nosotros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque es atribución de la Secretaría de Energía el clausulado del contrato y de la Secretaría de Hacienda los términos fiscales y las variables de licitación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es. Si bien tenemos un proceso en el que las tres instituciones damos a conocer nuestros puntos de vista para que cada quien ejerza, en el ejercicio de sus atribuciones, las que le correspondan, los comentarios de los comisionados no pueden ser tomados en cuenta al cien por ciento, y eso se entiende porque es una atribución de ellos. Entonces, solamente para efecto de decir que no estamos aprobando el contenido de las modificaciones al contrato, estamos incorporándolas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque es atribución de la Secretaría de Energía.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sin posibilidad de hacer modificación alguna.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como hemos platicado, como se apunta aquí por los comisionados, es responsabilidad de la Secretaría de Energía definir el tipo de contrato y su clausulado; de Hacienda, los términos fiscales y la variable de licitación. Derivado de esas condiciones y de los términos y los plazos que marca el Plan Quinquenal – originalmente propuesto por la CNH, pero aprobado por la Secretaría de Energía–, nosotros expedimos las Bases de Licitación, conducimos el proceso y posteriormente administramos el contrato y regulamos y supervisamos a la industria. Aquí nosotros recibimos las modificaciones al contrato, las incorporamos, pero esas definiciones son atribución de la Secretaría de Energía, en donde tenemos reuniones con ellos y les damos nuestras opiniones al respecto.

Colegas, ¿alguna otra observación? Director General Álvarez, ¿algún otro comentario?

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.E.18.001/16

Órgano de Gobierno

Décima Octava Sesión Extraordinaria

16 de mayo de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos en que fueron presentadas en la sesión, las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R01-L04/2015 de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1 para la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.ronda1.gob.mx.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Xikin-1DL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su carácter de Comisionado Ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado, adelante, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muchas gracias, Presidente.

Recibimos el 14 de marzo de este año, por parte de Petróleos Mexicanos, el oficio PEP-DE-SAPNA-CGR-41-2016, en el cual se está solicitando la autorización para la perforación del proyecto pozo exploratorio denominado Xikin-1DL.

El pasado 3 de mayo la Dirección General de Autorizaciones de Exploración de esta Comisión remitió a un servidor el dictamen ya preparado para efecto de someterlo a este Órgano de Gobierno. Dicho dictamen establece, como es costumbre, las características generales del proyecto que me voy a permitir darles a conocer.

Como lo he mencionado, se trata de un pozo cuyo nombre es Xikin-1DL. Es un pozo delimitador, el cual se encuentra en la asignación identificada como AE-0008-M – Amoca-Yaxche – 06.

El proyecto de inversión está identificado como Uchukil.

Está localizado en el Activo de Exploración Aguas Someras.

Este proyecto de pozo tiene un tirante de 31 metros.

El objetivo geológico es el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Se está esperando un hidrocarburo de aceite ligero.

El programa de perforación y terminación del pozo se está proyectando para que inicie el próximo 18 de mayo y se concluiría el 29 de diciembre de 2016.

En cuanto a las características del equipo que se va a utilizar para la perforación, se está notificando a esta Comisión que se trata de un equipo autoelevable con capacidad máxima de perforación de 9 mil 144 metros –por lo tanto, está más que excedido para el tipo de proyecto de que se trata– y un tirante de agua de 122 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La autorización relacionada con el impacto ambiental está sustentada con una autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para el Proyecto Kuchkabal.

En el costo de perforación y terminación, nos informa Petróleos Mexicanos que la perforación tiene un presupuesto de mil 13 millones de pesos con un costo de terminación de 190 millones de pesos, para hacer un total global de mil 203 millones de pesos.

Para conocer las características específicas del proyecto desde el punto de vista técnico, le pediría al ingeniero Alcántara, Director General de Autorizaciones de Exploración, si nos puede hacer referencia a ello.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto, Comisionado. Con su venia, Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias.

Yo quisiera complementar un poco esta información con que este pozo tiene su antecedente inmediato con la perforación del pozo exploratorio Xikin-1. Este Xikin-1 resultó productor, se encuentra a 2.93 kilómetros del pozo Xikin-1DL, o sea, el delimitador. Fue productor manifestando una producción de 4 mil 483 barriles por día y alrededor de 5 millones de pies cúbicos de gas también por día.

Este pozo tuvo una serie de problemas en cuanto a atrapamientos de tubería, en cuanto a arrastre y algunas pérdidas de circulación de tipo parcial o de tipo total, que algunas fueron solucionadas agregando material obturante al fluido de perforación o algunas otras por algunos tapones de cemento en el caso de pérdidas totales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como veíamos, el Xikin-1DL está programado para perforarse en siete meses, y Xikin-1 finalmente utilizó un año ocho meses para su desarrollo.

Únicamente quería dar esta serie de antecedentes para situar en contexto el pozo que actualmente nos ocupa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cuánto costó el 1?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El 1 costó mil 325 millones, o sea, 100 millones más, aproximadamente, de lo que éste está presentando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Tengo un dato que me pasaron, 2 mil 331, costo real. ¿El costo programado era mil 325?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, el programado, me refiero al programado, es que son de los que estamos hablando. El real, 2 mil 331. Lo situé en el programado porque éste también es programado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Mil millones más que el programado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Casi lo doble.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, casi lo doble porque estaba programado también para perforarse en alrededor de nueve meses y se llevaron 20 meses.

Se encuentra en el proyecto de inversión Uchukil del Activo de Exploración Aguas Someras, ubicado en la asignación vigente AE-0008-M – Amoca-Yaxche – 06. Aquí ustedes pueden ver la ubicación de Xikin-1, que está muy cerca de estas áreas que regresó Petróleos Mexicanos en su oportunidad, por eso hubo una reclasificación en cuanto a las asignaciones y por eso la letra M de modificada, que es donde se encuentra precisamente Xikin-1, pero éstas son áreas del Estado, está fuera de esta área, es dentro de las asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Xikin-1DL se ubica al sureste del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco, a 28.6 kilómetros al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, a 2.9 kilómetros del pozo Xikin-1, a 8.1 kilómetros del pozo Kinil-1A, a 9.2 kilómetros del pozo Suuk-1 y a 14.8 kilómetros del pozo Xanab-DL1. El pozo Xanab-DL1, que es uno de los pozos cercanos a este pozo, también fue perforado para la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, como es el caso de este pozo, el cual resultó invadido por agua salada.

El objetivo es reclasificar las reservas posibles, probadas y probables descubiertas por el pozo Xikin-1, productor en bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La reserva a reclasificar estimada en su valor medio es de 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La probabilidad del pozo delimitador es del 73 por ciento.

El tipo de pozo es vertical.

Su clasificación es 03 Delimitador de yacimiento.

Su objetivo geológico es el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El hidrocarburo esperado es aceite superligero entre 39 y 40° API.

La presión de yacimiento es de 17 mil 690 psi en el fondo del pozo.

La temperatura de fondo es de 166 grados centígrados.

La profundidad programada total es de 7 mil 246. Xikin-1 estuvo programado a 6 mil 894 con una profundidad desarrollada de 6 mil 899 porque hicieron un side track por ahí de 3 mil 812 metros. El side track es un corte de tubería para hacer una desviación del pozo y poder llegar al objetivo planeado.

En cuanto a la presión, ustedes pueden observar una presión de 17 mil 690 psi y una temperatura de fondo de 166 grados. Por lo tanto, es un pozo considerado como de alta presión y alta temperatura.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las 17 mil 690 libras son en el fondo del pozo; por lo tanto, nosotros tendríamos en la superficie alrededor de 14 mil 800 libras. El preventor que nosotros tenemos para control de estas presiones es equivalente a 15 mil libras, o sea, está muy cerca de la capacidad de operación del equipo de control. Una de las recomendaciones que se hace a Petróleos Mexicanos es precisamente fijar las estrategias operativas adecuadas para tener un especial control sobre este tipo de presiones y considerando los antecedentes manifestados en la parte de la perforación del pozo Xikin-1.

La estructura principal de Xikin es un anticlinal alargado con orientación este-oeste, afectado por un sistema de fallas inversas. Su cierre estructural está definido hacia la porción sur y oeste por la cota de 6 mil 950 metros verticales bajo nivel del mar, hacia el flanco norte por la cota de 6 mil 900 metros verticales bajo nivel del mar debido a la falla inversa, mientras que el flanco este por un cuerpo intrusivo de sal, como puede verse en esta gráfica, aquí tenemos el pozo ubicado.

Dentro de las observaciones de la evaluación de la documentación técnica recibida se determinó que no existían eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación de la localización Xikin-1DL, salvo la mención que se hizo en cuanto a la estrategia que deberán fijar para el manejo de las altas presiones que pudieran esperarse, sobre todo en la parte profunda del pozo.

Aquí nosotros podemos ver el estado mecánico del pozo con las diferentes tuberías, las seis tuberías, terminando con una tubería de 7 pulgadas a los 7 mil 246 metros que se pretenden, y tendríamos en esta parte de aquí, en donde nosotros podemos ver esos incrementos en cuanto a la presión de fondo que nosotros hemos referido a lo largo de esta presentación.

Dentro de las observaciones que se presentan es que Pemex deberá notificar a la Comisión, junto con el aviso de inicio de trabajos de perforación, el nombre del equipo de perforación a utilizar y sus características, a efecto de verificar que cumplan con las señaladas en la solicitud. Las señaladas en la solicitud son las que especificaba el Comisionado Ponente en cuanto a la capacidad de 9 mil 144 metros para la perforación y operando en un tirante de agua de 122 metros. El tirante de agua definido para Xikin-1DL es de 31 metros; por lo tanto, se encuentra dentro de esas especificaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Yo quisiera recordar que no tenemos el nombre del equipo, únicamente sus características. Por la actual situación de la industria, la oferta de equipos es mayor que la demanda y eso tiene algunas ventajas sobre la contratación de estos, por eso Petróleos Mexicanos pide definirlo hasta la última instancia. Esta última instancia es que antes de perforar nos avisan a nosotros el nombre del equipo y la confirmación de las capacidades de éste.

Eso es todo, Comisionado Ponente. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Director General. Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias.

En la mañana estuvimos revisando el pozo con el ingeniero Alcántara y salieron algunos temas, por ejemplo, el tiempo. Están estableciendo siete meses para perforar este pozo, pero el pozo anterior, muy parecido a éste que se quiere perforar, duró 20 meses. Ya comentamos al inicio cuánto se incrementó el costo, alrededor del 76 por ciento.

Mi pregunta es que si no tenemos el nombre del equipo que lo va a perforar y las razones por las cuales nos retrasamos mucho y, por lo tanto, costó mucho el pozo, no vaya a ser que nos toque un equipo igual para perforar este nuevo pozo, que nos salga 76 por ciento más caro, casi el doble del tiempo de perforación, aunado al tema de que podemos tener altas presiones y temperaturas y que el cabezal o el preventor no está listo para manejar este tipo de situaciones.

Con todos esos temas relacionados con este pozo, yo no dejaría de lado una estricta vigilancia sobre su supervisión durante la perforación del pozo, es decir, creo que vale la pena –si va a haber un incremento de más de mil millones de pesos en la perforación de un pozo– que se tenga una estricta supervisión por parte del operador –y tal vez de nosotros también– para que evitemos, en la medida de lo posible, este tipo de situaciones y que nos vayamos a enterar ya hasta el final.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Quiero recalcar que el primer pozo que se perforó todavía no lo revisamos nosotros aquí en la Comisión, todavía no había sido presentado aquí, pero dado ese antecedente y ahora que nos están presentando este nuevo pozo, yo sugiero que se ponga –no sé si en una resolución o en algún lado– que sí se haga un estricto seguimiento a este pozo, a su curva de tiempo-profundidad, a sus costos, y que nos estén reportando frecuentemente la actividad de este pozo, sobre todo por el antecedente que ya tenemos.

Otra cosa que me preocupa es que, según las fechas que están ahí, inicia dentro de dos días la perforación del pozo y no tenemos el nombre del equipo. Comentaba el ingeniero Alcántara que se tienen ventajas sobre la contratación de estos porque ahorita hay alta oferta, pero yo no sé si el equipo de perforación lo van a contratar hoy para que pasado mañana nos den el nombre del equipo. Yo creo que sí deberíamos tener siempre el nombre del equipo de perforación antes de que perforemos, o sea, saber qué equipo es, conocer sus antecedentes, de qué compañía es, qué cuadrilla es la que está trabajando ahí, qué récord de perforación lleva, para que nos permita tener un mejor análisis sobre la factibilidad de que vaya a cumplir en el tiempo que dicen y en los costos que ellos también están diciendo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias. Yo creo que aquí hay una parte interesante que mencionar que tiene que ver con las lecciones aprendidas de Xikin-1.

Después de que nos enviaron la información de solicitud, se hicieron algunos requerimientos de información adicional a través de una prevención y, posteriormente, concluimos con un taller que tuvimos con el personal operativo que va a desarrollar este pozo.

Las observaciones que se hicieron fueron precisamente todo lo que yo había citado como antecedente en Xikin-1, las pérdidas de circulación, los atrapamientos, los arrastres, todo ese tipo de consideraciones, e incluso las mismas presiones porque, si este Órgano de Gobierno recuerda, Suuk-1 también fue un pozo que tuvo serios problemas para ser aprobado por las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

elevadas presiones que nos presentaba: Dentro de esas recomendaciones que se han venido haciendo para pozos de esta zona están precisamente esas estrategias en cuanto a la operación con esas altas presiones y con ese tipo de problemáticas de pérdidas de circulación frecuentes. Yo creo que esa es una de las partes importantes que Pemex ofreció considerar y establecer dentro de su estrategia operativa para la perforación de Xikin-1DL.

En cuanto al nombre del equipo, como nosotros hacemos todavía un seguimiento documental de esta información, nosotros siempre vigilamos que el peso que soporte el equipo sea de alrededor de un millón 333 mil libras, que esté dentro de las características que el Comisionado Ponente manifestó, que tenga las capacidades de almacenamiento en cuanto a materiales, en cuanto a fluidos, etcétera. En cuanto a ese concepto, nunca hemos tenido algún problema dentro de los pozos aprobados por este Órgano de Gobierno. Yo considero que es atinada la observación y será ya una decisión de este Órgano de Gobierno el que si en un futuro tendremos que pedir necesariamente el nombre del equipo para perforar. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes de darle la palabra al siguiente Comisionado, quisiera secundar la recomendación que hace el Comisionado Franco de, si este Órgano de Gobierno resuelve aprobar esta perforación, incorporar las recomendaciones y las solicitudes de información adicionales que señala el Comisionado. Licenciado Galindo, por favor, si les parece bien a los señores comisionados, por supuesto. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En cuanto a la solicitud de que se notifique el equipo que se va a utilizar, está previsto en la resolución, efectivamente, en el momento en que van a iniciar. Sin embargo, quisiera hacer referencia a este punto en razón de que ha sido una práctica común por parte del Órgano de Gobierno que se solicite –en este caso, a Petróleos Mexicanos– el nombre de la plataforma, el equipo que se va a utilizar, cuando nuestros lineamientos, los Lineamientos para la autorización de trabajos de perforación de pozos en las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en su artículo 4, fracción I, inciso a), dice que ellos están obligados a presentar la descripción de las principales características del equipo que se utilizará en la perforación, es decir, desde el punto de vista normativo, no hay una obligación por parte del operador de presentarlo, por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo menos no en los términos de los lineamientos vigentes. Sin embargo, Petróleos Mexicanos con frecuencia lo ha presentado, diría yo que prácticamente en todas las solicitudes, salvo quizá en algunas últimas donde lo ha omitido por las razones que expresa el ingeniero Alcántara. Podemos hacer la recomendación, de hecho, viene previsto en la resolución, pero si quisiera aclarar que lo que establecen los lineamientos son las características del equipo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿En las características del equipo no valdría la pena conocer su récord, todo su currículum, saber qué pozos ha perforado, en cuánto tiempo, a qué profundidad, etcétera? Que de alguna manera nos dé luz de si el equipo que vamos a usar tiene la capacidad para hacer este tipo de pozos que prometen siete meses y que ya un caso similar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estos son los lineamientos para la aprobación de las perforaciones, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En relación a lo que apunta el Comisionado Franco, Comisionada, tenemos en proyecto una nueva regulación de registro y perforación de pozos, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahí podemos analizar la recomendación del Comisionado Franco y que se pueda incorporar en ese proyecto para que sea entonces un tema normativo, como apunta el Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro que sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Puntualizar que el proceso de perforación involucra un equipo, obviamente, pero esa es una parte de todo el proceso, no quiere decir que el equipo es el que va a definir si la planeación es exitosa o no la es.

Creo que es la primera vez que nos llega una aprobación dos días antes de que tenga el inicio del programa de perforación. ¿Por qué tardó tanto? ¿En qué parte fue que no se dieron los tiempos adecuados y que pasado mañana se esté perforando el pozo y hoy lo estemos revisando? Porque la regulación tiene sus tiempos adecuados. ¿Qué fue lo que pasó?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que pasó es que se fue alargando por la programación de esta audiencia. En principio, fue por haber solicitado a Petróleos Mexicanos que hubiera un taller y ese taller prolongó un poco el tiempo para que viniera personal de Petróleos Mexicanos a presentar todo el proyecto porque teníamos algunas dudas en cuanto a la parte operativa que –como mencionaba– se había venido presentando en este pozo y nosotros queremos tener la seguridad –como mencionaba el Comisionado Franco– de que esto se lleve a cabo dentro de los tiempos planteados, por eso los trajimos aquí, para hacer el taller técnico correspondiente. Estaba programado para desarrollarse la semana pasada, pero hubo un aplazamiento de la reunión del Órgano de Gobierno y por eso también se difirió al día de hoy.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y sí piensan empezar el 18 de mayo?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Qué presiones encontraron
en el cabezal con la profundidad total que se perforó el pozo Xikin-1?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En Xikin-1 encontraron 12 mil libras.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Con cuántos metros de
profundidad total?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- 6 mil 894 vertical, 6 mil 898
desarrollada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En éste están programando
llegar a 7 mil 246.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y sí se tiene la presión?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, incluso tenemos aquí el cálculo
considerando que nosotros tenemos gas metano con una densidad de 0.3
gramos por centímetro cúbico y vamos a tener esa densidad de los 14 mil 800.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El caso más extremo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Porque tenemos también la
consideración para aceite con una densidad de 30° API y para aceite con una
densidad de 39° API. Sí está considerado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me preocupó el comentario del Comisionado Franco. El anterior se programó para siete meses y tomó veintitantos meses, se tenía un presupuesto de mil 300 y terminó en 70 por ciento más, lo cual no quiere decir que esto no sea posible, pero si te dice que tuvo que haber una serie de medidas diferentes, un aprendizaje claro de por qué no se va a repetir el ejercicio anterior. Cuando tú me dices que hicieron un taller, ¿es ese el taller? ¿En qué consistió el taller? ¿Nos dijeron: "pasó A, B, C, D, y ahora vamos a hacer R, Z y W"?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, Comisionado. Por eso es que comentaba a la propuesta del Comisionado Franco que esto tiene que ver mucho con las lecciones aprendidas, entonces queríamos nosotros que viniera el personal operativo de Pemex para que con base en esa experiencia tenida durante la perforación del pozo Xikin-1, nos presentara ahora cuáles serían las estrategias, los avances técnicos o las herramientas que tendrían que utilizar para evitar todo eso que se dio en Xikin-1. Precisamente, es el manejo de fluidos de perforación, el manejo de las presiones, los pesos sobre la barrena, en fin, una serie de cuestiones operativas que se observan durante la perforación para evitar todo esto, la cuestión de arrastres, la cuestión de pérdidas, etcétera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una pregunta, Director General. Estas experiencias que usted señala de Xikin-1 nos son relevantes por la integridad del pozo. ¿Estoy bien?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque sí bien es un dato importante, y qué bien que se señale y se apunte sobre los tiempos y costos, son tiempos y costos que asume la empresa petrolera.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que, sin duda, a la empresa petrolera le deben de preocupar, pero lo que nosotros estamos verificando son esas lecciones aprendidas desde el punto de vista de la Integridad del pozo, que es lo que nosotros estamos supervisando aquí. Para el Estado, tratándose de que ésta es la empresa petrolera del Estado, qué bien que se apunta sobre estos tiempos y costos, pero eso recae sobre la empresa petrolera, lo que nosotros tenemos que cuidar es la integridad y las lecciones aprendidas que de ahí derivan.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es eso exactamente, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente.

En ese sentido, nuestros lineamientos actuales sí establecen una facultad de la Comisión para efecto de que cuando se detecte algún incumplimiento que pueda poner en riesgo la integridad del proyecto, pueda revocarse la autorización. Es el artículo 12 de los lineamientos que he mencionado, dice: "La Dirección General revocará la autorización y, en consecuencia, ordenará la suspensión de los trabajos, en el caso de que se determine que existen incumplimientos por parte de Pemex a la normativa". Nos estamos refiriendo a disposiciones que ponen en peligro la integridad del pozo, no tanto los niveles de inversión, porque si bien aquí tenemos un sentimiento especial por ser Petróleos Mexicanos y ser la empresa del Estado, este Órgano, como Órgano Regulador, no puede vigilar las inversiones de los regulados; puede vigilar cuando se pone en riesgo la integridad del proyecto, pero no tanto así los tiempos y las inversiones. Sin embargo, nos preocupa por tratarse de dinero del Estado Mexicano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Alguna otra observación, colegas comisionados, Director General?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, gracias, Comisionado Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pasemos entonces a la propuesta de acuerdo, pero retomo la propuesta –a su consideración también– del Comisionado Franco de que aquí emitamos algunas recomendaciones que, como usted apunta, Director General, deriven de los eventos ocurridos, de las experiencias, que nos ayuden a abonar a que Pemex tenga el cuidado necesario en materia de integridad del pozo, y si hay información adicional que se requiera, debemos también incorporarlo ahí para que el Órgano de Gobierno también monitoree cómo van estas actividades. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Como Ponente, yo propondría que le agregáramos un punto a la resolución donde se recomiende a Petróleos Mexicanos asumir las lecciones aprendidas en relación con los trabajos de perforación del pozo Xikin-1, en esos términos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Dicho lo anterior, licenciado Galindo, le pido, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.18.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de autorización para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio Xikin-1DL.

ACUERDO CNH.E.18.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio marino Xikin-1DL, ubicado en la asignación AE-0008-M-Amoca Yaxche-06, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, el segundo párrafo del artículo 43 de las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias, Presidente.

Como antecedente a este tema, en abril de 2015 la Comisión modificó las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos con el fin de prever que los asignatarios, contratistas y autorizados fueran residentes en México para efectos fiscales o contaran con un establecimiento permanente en el país.

Las modificaciones otorgaron mayor certeza jurídica a los autorizados y también a la Comisión, particularmente en cuanto a los derechos y obligaciones relacionados con la comercialización y supervisión del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cumplimiento de las Disposiciones. Sin embargo, a la fecha de la entrada en vigor de las modificaciones en las Disposiciones ya había empresas extranjeras que tenían ciertas autorizaciones. Esto causó una cierta problemática: que algunos autorizados optaron por constituir una persona moral en México en términos de las leyes del país, la persona moral recién constituida es diversa a la titular de la autorización y, por lo tanto, los autorizados no podían ceder, traspasar o enajenar su título de autorización. Hubo esta problemática en dos o tres empresas que tenían estas condiciones.

Por lo tanto, es una simple consideración que queremos proponer al Órgano de Gobierno para la interpretación de que la Comisión debe de permitir la modificación del titular de la autorización cuando la persona moral se hubiera constituido para cumplir con las obligaciones previstas en el segundo párrafo del artículo 43 de las Disposiciones. Si ustedes recuerdan, el artículo 43 es sobre las reglas de comercialización de los datos e interpretaciones y éste dice que para llevar a cabo la comercialización de los resultados del reconocimiento y exploración superficial durante el plazo que subsista el derecho a su aprovechamiento, los asignatarios, contratistas y autorizados deberán ser residentes en México para efectos fiscales o, en caso de que se trate de residentes en el extranjero, deberán tener un establecimiento permanente en el país, de conformidad con las leyes de la materia o de los tratados internacionales de los que México sea parte, y que dichas transacciones las lleve a cabo en el citado establecimiento permanente.

Para demostrar lo anterior, la propuesta que traemos es que deberán mantener el control de la nueva persona moral residente en México, inscribirse en el padrón –la mayoría de las empresas que hicieron eso ya tienen esta inscripción– y aceptar los términos y condiciones originalmente establecidos en el título de autorización respectivo.

Esa es la propuesta que traemos al Órgano de Gobierno para que se analice.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Pimentel, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo con el criterio. Quizá valga la pena decir que, en honor a la verdad, yo asumo esta situación como que la implementación de la regulación ARES se dio muy rápido en el tiempo, de manera que se presentó esta problemática que ya expuso muy bien y muy puntualmente la Comisionada Ponente.

Creo que con esta interpretación que se pone en la mesa resolvemos una situación que –insisto– obedeció únicamente a que la implementación de esa regulación se dio de manera muy pronta, pero con esta medida –que yo creo que es muy sencilla– se corrige lo que de facto estaba sucediendo. Por esas razones yo estoy a favor y creo que no habría ningún inconveniente en hacerlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En la lámina anterior, el primer punto es mantener el control de la nueva personal moral. ¿Eso significa que es solidaria también o habría que incluirlo? ¿Mantener el control es también ser solidario? La empresa que tiene la autorización es la matriz y ésta es una empresa nueva. ¿Mantener el control significa también ser solidario?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo creo que aquí estamos ante una figura donde se están trasladando todos los derechos que originalmente se otorgaron. Por decirlo así, la matriz ya no es la responsable. ¿Quién es responsable? Es la nueva empresa. Así tan sencillo estamos autorizando que la empresa extranjera ceda sus derechos a su filial mexicana que fue constituida para efecto de cumplir con nuestros lineamientos, pero es la filial la que asume, a partir de la autorización, todos los derechos y obligaciones. Se liga, pues, en tanto la responsabilidad original porque se constituye para esos efectos, para poder ejercer los derechos y obligaciones establecidos en la autorización de reconocimiento y exploración superficial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente es mi duda, si mantener el control es una definición legal de que finalmente es una filial de la otra.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, pero quien es responsable ahora es la empresa que se constituyó para esos efectos. ¿Por qué? Porque ya le cedieron esos derechos y esas obligaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esto es para realizar las actividades de exploración superficial. ¿Alguna otra observación, colegas comisionados? Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo nada más una pregunta. El mantener el control no necesariamente implica que los accionistas son los mismos, entonces puede ser que cuando ponga una filial mexicana la empresa madre, puede tener nuevos socios, ¿o no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí lo que estamos considerando es que la misma empresa que está autorizada pasa todos los derechos a la empresa mexicana tal cual como se dio la autorización. ¿Es correcto?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entiendo que pasen derechos y obligaciones de la matriz a la filial, pero esta filial no necesariamente es idéntica a la madre, puede decir: "ahora me voy a asociar con una empresa mexicana al 25 por ciento, yo, la matriz, sigo manteniendo el control porque tengo el 75 por ciento de la propiedad".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pudiera ser el caso, yo entiendo que pudiera ser el caso, mantiene el control.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No sé si queremos eso o debería ser que mantiene la propiedad o una palabra que implique que es la misma entidad la dueña de la matriz y de la filial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso hablaba de solidario, porque son los mismos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A mí me parece que mantener el control es suficiente, no sé si los abogados tengan una opinión distinta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo coincido en que mantener el control sería suficiente, si bien es cierto que no necesariamente serían los mismos accionistas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No son necesariamente los mismos accionistas porque los accionistas de la matriz no necesariamente son los mismos de la filial, se van escalonando en empresas filiales. Me parece que control es suficiente, salvo la mejor opinión de mis colegas. ¿Alguna otra observación? Licenciado Galindo, le damos lectura, por favor, a la propuesta de acuerdo.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.18.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, el segundo párrafo del artículo 43 de las disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.18.003/16



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, IV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción IV, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, el artículo 43 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictámenes técnicos respecto de los Planes de Exploración propuestos para las siguientes asignaciones:

1. AE-0008-M-Amoca Yaxche-06.
2. AE-0021-M-Okom-04.
3. AE-0022-M-Okom-05.
4. AE-0045-M-Agua Dulce-04.
5. AE-0048-M-Almagres-01
6. AE-0051-2M Mezcalapa 01
7. AE-0057-M Mezcalapa 07
8. AE-0072-M-Tantocob-01
9. AE-0074-M-Puchut-02

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al doctor Felipe Ortuño Arzate, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, adelante, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Muchas gracias, Comisionado Presidente.

En esta ocasión me permito traer el Órgano de Gobierno los dictámenes que corresponden a nueve Planes de Exploración modificados, correspondientes también a nueve asignaciones modificadas, una de ellas modificada dos veces.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estamos hablando de las asignaciones otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De las asignaciones otorgadas a Pemex en Ronda Cero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Aquí tenemos varias etapas en cuanto al cumplimiento de la información y de los trámites que se hicieron en éstas.

En una primera etapa, PEP solicitó la reducción de una de las áreas, que es la reducción de Mezcalapa – 01. Después solicitó en bloque las modificaciones de los Títulos de Asignación de las nueve asignaciones. Después solicitó otra modificación de Mezcalapa – 01. Finalmente, PEP sometió a la consideración de la CNH los Planes de Exploración modificados para el periodo 2015-2017 de las nueve asignaciones modificadas.

Tengo que decir también que entre noviembre de 2015 y marzo de 2016 hubo una serie de actualizaciones de la información, puesto que, por una parte, se presentó información diversa que solicitó la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y por otra parte, hubo también distintas versiones presentadas por Pemex adecuando esos planes durante tres o cuatro etapas distintas, es decir, entre noviembre de 2015 y marzo de 2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí yo quisiera mencionar dónde están localizadas esas asignaciones de exploración. Si me permiten, en su descripción voy a ir de norte a sur y hacia el este.

Aquí tenemos la asignación AE-0072-M – Tantocob – 01 y la asignación AE-0074-M – Puchut – 02, éstas se encuentran en la Cuenca Tampico-Misantla. Todas las demás se encuentran en las Cuencas del Sureste.

Tenemos tres terrestres, una es AE-0048-M – Almagres – 01, otra es AE-0045-M – Agua Dulce – 04, enseguida AE-0057-M – Mezcalapa – 07.

Tenemos una combinada, una parte terrestre y una parte marina, que sería la AE-0051-2M – Mezcalapa – 01. Ésta es la que tuvo dos etapas de modificación en cuanto a reducción de su superficie.

Tenemos la AE-0008-M – Amoca-Yaxche – 06.

Finalmente, en la parte marina, la AE-0022-M – Okom – 05 y la AE-0021-M – Okom – 04.

Si me permiten, durante la descripción me voy a referir nada más al nombre y al número, por ejemplo, Tantocob – 01, Puchut – 02, para abreviar la exposición.

Tenemos la primera, Tantocob–01. Aquí tenemos el estado actual de esta asignación. Se ubica en la parte central de la Cuenca Tampico-Misantla, en el Estado de Veracruz.

PEP solicitó la reducción del área de la asignación, conservando en estos dos polígonos las áreas de mayor prospectividad en recursos no convencionales.

De esta manera, PEP conserva el área que corresponde a los campos Tres Hermanos y Pitahaya en el polígono B, así como el área llamada Lakati, en esta parte.

Asimismo, PEP retiene los derechos de exploración sólo para los niveles estratigráficos del Cretácico Superior Turoniano y Jurásico Superior, puesto que esta área es un área de recursos prospectivos no convencionales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Enseguida tenemos las modificaciones que nos presentó Pemex en su Plan de Exploración modificado. Los estudios se enfocan principalmente a plays, a evaluación y selección de prospectos y a estudios de VCDSE.

Programa de adquisición sísmica 2D sin cambios, permanece en 200 kilómetros.

La reducción de 3 a 1 en el número de pozos a perforar por reducción superficial del 66 por ciento de su superficie.

En el programa de perforación contempla aún la perforación de un prospecto exploratorio localizado en el polígono A para validar el concepto de recurso no convencional.

El pronóstico de incorporación de reservas es por 22 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En cuanto al programa de inversiones, hay una reducción del 59 por ciento de la inversión total que está asociada principalmente a la reducción del área y del número de prospectos a perforar.

En el cuadro que vemos en la lámina siguiente estamos recalcando el número de pozos, pasa de 3 a 1; las reservas a incorporar son estimadas en 22 millones; y en cuestión de inversiones, pasa de 552 millones a 226 millones, lo cual es consistente con la reducción areal de esta asignación.

Enseguida tenemos el área Puchut – 02. Se ubica en la Cuenca Tampico-Misantla, en la porción norte de los estados de Veracruz y Puebla.

PEP solicitó la reducción de la asignación para excluir los campos Furbero y Presidente Alemán.

En esta asignación retiene las zonas prospectivas con mayor potencial dentro de la asignación. También retiene los derechos de extracción sólo para los niveles estratigráficos del Cretácico Superior Turoniano y Jurásico Superior Titoniano, puesto que se trata de un área con recursos prospectivos no convencionales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Enseguida vemos las modificaciones, en donde los ajustes tácticos que hace Pemex a esta área es que los estudios son enfocados a plays, evaluación y selección de prospectos y los estudios de VCDSE. También la reducción de 5 a 2 en el número de pozos a perforar por la reducción superficial del 32 por ciento de la asignación.

Contempla la perforación de dos prospectos exploratorios con un pronóstico de incorporación de reservas de 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El programa de inversiones sufre una reducción del 58 por ciento, como lo vemos en la lámina siguiente.

En el cuadro comparativo estamos concentrando estos comentarios que se hicieron de manera general. De 5 pasa a 2 pozos a perforar, con una estimación de 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y pasamos de 813 millones a 342 millones de inversión.

La siguiente es el área Almagres – 01, ubicada en las Cuencas del Sureste, sobre la porción sur de la planicie costera del Golfo de México, al sur del Estado de Veracruz.

En este caso, PEP solicitó la reducción de la asignación para excluir el bloque Moloacán, incluido en la Tercera Convocatoria de la Ronda 1.

Vemos enseguida las modificaciones sustantivas en este Plan de Exploración justamente modificado.

El enfoque es, en general, a estudios regionales, uno de cuencas, dos de evaluación de sistemas petroleros y dos de evaluación de plays. Además, el estudio VCDSE, uno de prueba de prospectos y uno de caracterización y delimitación inicial, puesto que está considerando una probabilidad de éxito alta en la perforación de uno de estos prospectos.

Disminuye a 298 kilómetros cuadrados de adquisición sísmica 3D y elimina la adquisición sísmica 2D y el procesamiento sísmico 3D. Aquí vemos el área que va a ser cubierta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el programa de perforación conserva la perforación de este pozo exploratorio y está enfocado a la incorporación de 11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a la media.

El programa de inversión también disminuye 338 millones de pesos, como lo vamos a constatar en el concentrado de cifras de la lámina siguiente.

Me estoy refiriendo sobre todo a los pozos porque ahí es donde culmina la realización de los estudios, la interpretación sísmica. Perforan un pozo que se mantiene y son reservas a incorporar de 11 millones. Pasa de mil 232 millones a 894 millones de pesos de inversión. Es importante también mencionar aquí que se trata de recursos convencionales. A partir de esta asignación, todos son recursos convencionales.

La siguiente es Agua Dulce – 04, que se ubica en las Cuencas del Sureste, sobre la porción sur de la plataforma costera del Golfo de México, en los estados de Tabasco y Veracruz.

El área de asignación se redujo con motivo de la inclusión del bloque Calicanto en la Tercera Convocatoria de extracción de la Ronda 1.

Las modificaciones que están propuestas por la empresa productiva del Estado son sobre todo en una organización táctica de los estudios para hacerlos más regionales y aprovechar mejor los recursos presupuestarios. Es un enfoque a estudios regionales, uno de cuencas, uno de evaluación de sistemas petroleros, dos de plays, un estudio de evaluación de prospectos, cinco estudios de VCDSE, dos de prueba de prospectos y un estudio de caracterización y delimitación inicial, puesto que también aquí hay un alto grado de probabilidad de que uno de los pozos resulte exitoso.

Se adicionan 32 kilómetros cuadrados de procesamiento sísmico 3D.

En el programa de perforación debemos mencionar que en 2015 perforó los pozos Licayote-1, que fue productor de gas húmedo y aceite, y Licanto-1, que fue productor de gas, incorporando reservas por 35 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En 2017 incluye en estas modificaciones la perforación de dos pozos, estimando incorporar otros 45 millones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El programa de inversión refleja una disminución de 192 millones de pesos con respecto a la inversión total. Aquí se trata de unos ajustes para mejorar el uso de los recursos presupuestarios.

Como lo vemos aquí, conserva la perforación de cuatro pozos, de los cuales dos ya fueron perforados.

Las reservas a incorporar, además de las ya incorporadas, son de 45 millones.

El presupuesto baja en un porcentaje no muy significativo, de mil 402 millones a mil 209 millones de pesos.

La asignación Mezcalapa – 07 se ubica en las Cuencas del Sureste, en los estados de Tabasco y Veracruz.

En esta asignación se produjo una reducción hacia la porción sur derivado de la devolución correspondiente a la intersección con el Área Contractual del bloque Mundo Nuevo, incluido también en la Tercera Convocatoria de extracción de la Ronda 1.

Las modificaciones propuestas se orientan y se enfocan sobre todo en la realización de dos estudios regionales, que son de cuencas y de plays, un estudio VCD, la perforación de un pozo, uno de pruebas y prospectos y, de resultar productor, uno de caracterización.

En la perforación mantiene la meta exploratoria de dos prospectos exploratorios, Teotleco-101DL y Milion-1. PEP estima incorporar con esto 13 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El programa de inversión refleja una reducción de tan solo 16 millones de pesos, que si vemos en el cuadro de concentrado, pasa de 977 a 961, prácticamente está manteniendo el programa de inversión.

Mantiene los pozos con unas reservas a incorporar de 13 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El siguiente es Mezcalapa – 01, es el que es mixto, tiene una parte terrestre y una parte marina. La asignación se encuentra en las Cuencas del Sureste,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parcialmente en Tabasco y parcialmente en aguas someras del Golfo de México.

Aquí PEP solicitó las reducciones motivado por dos cuestiones, ésta es el área que sufrió dos modificaciones a la vez. En primer lugar, por la exclusión de una porción de los campos Tecoalli y Mayacaste, que están localizados aquí. En segundo lugar, por la exclusión de las áreas naturales protegidas para excluir que se realice toda actividad exploratoria, que representa justamente esta área que estamos viendo aquí.

Como asignación de exploración, Pemex puede realizar actividades en todas las formaciones geológicas a excepción del área comprendida en el polígono A, en éste sólo podrá realizar actividades en las formaciones geológicas del bloque donde se ubican los objetivos del pozo Tecoalli-101.

En la siguiente vemos las modificaciones del programa de actividades. Se concentra en estudios regionales, uno de sistemas petroleros y uno de plays, la documentación de tres localizaciones, tres estudios de VCD, dos pruebas de prospectos, uno de caracterización y el incremento de 97 a 110 kilómetros cuadrados de procesamiento sísmico 3D.

En el programa de perforación no se registran cambios. En 2015 perforó el pozo Tleyotl-1, que resultó invadido de agua salada. En 2016 prevé la perforación del prospecto Tupilco-3001, con pronóstico de incorporación de reservas por 11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el programa de inversiones tiene una reducción de 102 millones de pesos, que representan el 9 por ciento, prácticamente.

En el cuadro vemos que se mantiene la perforación de los dos pozos exploratorios con las reservas a incorporar de 11 millones, con una reducción no tan significativa del programa de inversiones, de mil 170 millones a mil 67 millones de pesos.

El siguiente es el Amoca-Yaxche – 06. El área de asignación se localiza en la región de aguas someras de la Plataforma Continental del Golfo de México, frente al litoral del Estado de Tabasco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este caso, las modificaciones superficiales derivadas del bloque contractual Hokchi redujeron el área del polígono, resultando un área de 959 kilómetros cuadrados para la asignación.

Las actividades exploratorias podrán ejecutarse en todas las unidades geológicas dentro del área de asignación, puesto que los derechos de exploración se encuentran amparados. Solamente en esta parte retiene solamente la exploración del área que son los objetivos del pozo Tecoailli-1.

Las modificaciones del programa de actividades exploratorias se orientan sobre todo a la adición de tres estudios exploratorios y se aumentan 167 kilómetros cuadrados de procesamiento sísmico 3D.

Disminuye solamente un pozo, se quedan con cuatro pozos dentro del programa modificado. La empresa productiva del Estado espera incorporar 86 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La disminución en la inversión total es de 878 millones de pesos. En este caso, es un ajuste en el que PEP considera maximizar las inversiones en ese periodo que le fue otorgado desde la primera asignación de la Ronda Cero.

De cinco pozos, aquí vemos la reducción en uno.

Las reservas a incorporar son de 86 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con un ajuste de presupuesto de 5 mil 191 millones de pesos a 4 mil 313.

La siguiente área, ya en las Cuencas del Sureste, en aguas someras, se ubica en la plataforma continental del Golfo de México, frente al litoral del Estado de Tabasco y occidental del Estado de Campeche.

Para esta asignación se excluyen los bloques Ichalkil y Pokoch, incluidos en la Segunda Convocatoria de la Ronda 1.

Las modificaciones que están propuestas para esta asignación es que las metas físicas de los estudios y pozos se mantienen sin cambios y se reduce el procesamiento de sísmica 3D por la exclusión de estos campos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la perforación, en 2015 se perforó el pozo Jatsul-1, cuyo resultado fue productor de aceite. En 2016 está la propuesta de un delimitador para este bloque.

El programa de inversiones registra un incremento de 97 millones de pesos.

Tal como lo vemos aquí, el presupuesto de 2 mil 264 aumenta a 2 mil 361, se mantienen los dos pozos y la reserva a incorporar es de notar que son de 124 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Finalmente, el área Okom – 05 también está en la plataforma continental del Golfo de México, como lo estamos viendo aquí.

Esta asignación se redujo para excluir el bloque Misón, que es el Sector 1, incluido en la Segunda Convocatoria de la Ronda 1.

Además, en el polígono A PEP conserva los derechos de exploración solamente de la columna jurásica. La columna cretácica también fue parte de una ronda de licitación que no fue finalmente colocada.

Las modificaciones que están propuestas es que se adicionan cuatro estudios exploratorios, incluyendo los regionales, y disminuye a 940 kilómetros cuadrados el procesamiento sísmico.

Como había dicho, se mantiene en dos el número de pozos a perforar. En 2015 el programa se cumplió tal como había estado planteado, el Nak-1001 se perforó, resultó improductivo, invadido de agua salada. En 2016 se mantiene la perforación del pozo Xulpal-1, con una reserva estimada a incorporar de 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La inversión total disminuye 135 millones de pesos.

Aquí vemos el comparativo. Se mantienen los dos pozos, 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una ligera reducción del presupuesto de 2 mil 998 a 2 mil 863.

Habiendo hecho este recorrido de manera general de cada una de estas asignaciones modificadas y su correspondiente Plan de Exploración



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificado, lo que planteamos al Órgano de Gobierno es que el sentido de este dictamen vaya en que la Comisión Nacional de Hidrocarburos considera técnicamente viables las modificaciones a los Planes de Exploración modificados presentados por PEP para las asignaciones siguientes:

1. AE-0072-M – Tantocob – 01
2. AE-0074-M – Puchut – 02
3. AE-0048-M – Almagres – 01
4. AE-0045-M – Agua Dulce – 04
5. AE-0057-M – Mezcalapa – 07
6. AE-0051-2M – Mezcalapa – 01
7. AE-0008-M – Amoca-Yaxche – 06
8. AE-0021-M – Okom – 04
9. AE-0022-M – Okom – 05

Ese es el primer punto.

En el segundo punto proponemos que la Comisión Nacional de Hidrocarburos considere necesario condicionar los ajustes, ejecución de las actividades físicas y ejercicio presupuestal asociados a los Planes de Exploración modificados a la modificación de los compromisos mínimos de trabajo en los Títulos de Asignación correspondientes, con el fin de establecer la debida congruencia, consistencia y vinculación entre estos documentos.

Derivado de este condicionamiento, hasta en tanto no se actualicen los compromisos mínimos de trabajo en los Títulos de Asignación correspondientes, permanecerían vigentes los que están registrados actualmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor. Colegas comisionados, ¿algún comentario? Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hace rato aprobamos la perforación del pozo Xikin-1DL. ¿Podemos ir a la asignación Amoca-Yaxche – 06, por favor? Ahí viene el Plan de Desarrollo del área y plantean la perforación del pozo en 2016. En la parte de abajo, donde dice Plan de Exploración modificado, dice que en 2016 van a perforar dos pozos y que las reservas a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incorporar son 52 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Nos acaban de comentar en el punto 2.2 del Orden del Día que el pozo Xikin-1DL va a incluir 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, entonces habría que revisar las cifras para que sean concordantes. En la aprobación del pozo son 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente solamente por el pozo Xikin-1DL. Ese es uno de los puntos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una pregunta, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Aquí son dos pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y estos dos ya se realizaron o Xikin es el primero?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Aunque se hubieran realizado, 52 no da.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No son consistentes, pero quiero dimensionar cuál es la situación y el tamaño de la inconsistencia entre este número y aquel. ¿En 2016 ya se realizaron los dos pozos exploratorios?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Éste es el primero, el que menciona el doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El que acabamos de aprobar. En la última lámina, nada más una precisión porque se inicia con una redacción en donde se había de que se considera técnicamente viable, eso se llama factibilidad técnica, o sea, cualquier plan es factible, técnicamente o no. Yo creo que lo que debemos plantear ahí es un cambio de redacción y decir que la CNH considera las modificaciones adecuadas desde el punto de vista técnico, que cambia totalmente la redacción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR
FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado
Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias, Presidente. Con el dato que decía el doctor Néstor del pozo que aprobamos hace un momento, este pozo que aprobamos hace un momento es el delimitador de esos 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que incorporó el primer pozo, Xikin-1, entonces no es que vaya a incorporar más reserva, nada más va a ayudar a delimitar, yo creo que por eso la cifra no cuadra y el doctor tendrá otros dos pozos ahí que incorporar en esos 52.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que en la redacción dice "reserva a reclasificar estimada en su valor medio de 57 millones".

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, del pozo Xikin-1. Bueno, así se ve.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así lo pusieron.

COMISIONADO FRANCO.- Tengo otros comentarios. Si bien hay que estar dando la opinión a SENER para que ajuste las asignaciones petroleras mediante la aprobación de planes, yo veo que en todos los planes dice eliminar actividad, disminuir actividad, reduce inversiones, y ni modo, así son estos proyectos, sobre todo de alto riesgo; si se reduce el área, tiende a que hagamos menos actividad, por ahí el doctor decía "ajustes tácticos de Pemex en los estudios". Aquí hay gran cantidad de pozos, hay dos, hay cinco, etcétera. ¿Qué tanto le revisan que ese ajuste táctico de estudios y cantidad de pozos sean los adecuados a estas áreas? ¿Qué tanto se revisa técnicamente? ¿Cuánto tiempo nos tardamos? ¿Revisamos pozo por pozo? ¿Vemos nada más la sección y vemos que esos pozos sean adecuados para llegar a algunas estructuras? No sé si nos puede platicar un poco, doctor, lo que hacen para el tema de revisar la cantidad de pozos y estudios acorde a cada una de las asignaciones petroleras.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR
FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Claro, Comisionado.

Todas las solicitudes que presenta Pemex para la modificación de un Plan de Exploración tienen que venir justificadas. Para ello, en primer lugar, tenemos que verificar que la información sea suficiente para poder emitir el dictamen.

Viene una primera etapa de revisar toda la información que contenga los alcances de los estudios que van a realizar, que contenga los kilómetros de sísmica 2D que se van a adquirir, los kilómetros cuadrados de sísmica 3D que se van a adquirir y lo que se va a procesar de sísmica 2D y sísmica 3D. En algunos casos, tenemos acceso a información sísmica que ya se tiene y se revisa en el sistema que sea consistente esa información. Entonces hay una congruencia en la secuencia entre la adquisición sísmica, la interpretación sísmica, los estudios totalmente geológicos que se van a realizar, hasta llegar a la evaluación de los sistemas petroleros, de los prospectos y la definición de la cartera de prospectos que se tienen planteados dentro del Plan de Exploración, ya sea el Plan de Exploración inicial o el Plan de Exploración modificado, es decir, hay una cartera que la empresa productiva del Estado jerarquiza y, como vimos en los mapas, los posiciona de acuerdo con la mejor prospectividad del área.

Todos esos pozos deben estar situados, si son recursos convencionales, en estructuras que estén evaluadas. Todo eso está basado justamente en la base de datos de oportunidades exploratorias, que más bien son prospectos exploratorios.

Finalmente, en esa etapa, ese ajuste táctico es habiendo pasado ya prácticamente un año y medio de las asignaciones otorgadas a Pemex, todo este tiempo la exploración ha avanzado, de tal manera que el conocimiento se ha incrementado en muchos de los casos. Es el momento que eligió Pemex – pienso – para hacer unos ajustes presupuestales, meterle más presupuesto a algunas de las áreas más prometedoras y dejar en la etapa de evaluación del potencial esas áreas que tienen que tener un mayor valor con los resultados de los estudios que se van a realizar.

Esas áreas, por ejemplo, están orientadas solamente a evaluar el recurso potencial, a evaluar el recurso prospectivo, para continuar más adelante, en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

siguiente etapa, una vez que reporte Pemex los resultados el próximo año que llegue el primer hito de control de estos Planes de Exploración.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Al interior de la CNH, el equipo técnico –muchas felicidades por todo el trabajo que hicieron–, ¿hacen todo esto? O sea, sí revisan toda la sísmica, la meten al sistema...

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No de todos los casos. Se revisó inicialmente en Ronda Cero, es decir, son áreas conocidas. Entonces, cuando hay un planteamiento de una modificación de reducción por ser área naturalmente protegida, porque se colocaron bloques en rondas de licitación, hay un conocimiento adquirido desde los dictámenes de Ronda Cero en donde, además de evaluar el valor de las áreas, fuimos un poco más allá de los indicadores económicos. Por ejemplo, en esa ocasión, para darle el valor a las áreas y ver en cuánto disminuye ese valor con las propuestas de modificaciones que nos hacen, en Ronda Cero hicimos un tablero de indicadores de valor, nosotros les llamamos indicadores de valor. En ese momento, dividimos en cuatro grupos esos indicadores.

Primero se valoró la actividad exploratoria previa, de 2005 a 2014, en donde tenemos ahí 17 indicadores: en qué etapa del proceso exploratorio se encuentra el área, cuáles son los resultados alcanzados en cuestión de recursos prospectivos reconocidos, en cuestión de cartera de prospectos exploratorios, tipo de hidrocarburo, etcétera.

En un segundo grupo evaluamos en diez indicadores los Planes de Exploración 2015-2019 que presentó Pemex en Ronda Cero.

En un tercer grupo, los indicadores económicos que presentó Pemex del proyecto de exploración.

Finalmente, las capacidades operativas que planteaba la Reforma Energética.

De tal manera que se ponderaron esos cuarenta y tantos indicadores y dan una calificación final que nos llevó a tener una base de datos del valor de cada una de las áreas, de cada una de las asignaciones, desde la Ronda Cero hasta cómo van actualmente con el informe que Pemex presentó recientemente,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hace uno o dos meses, de las actividades que realizó desde el momento en que se otorgó la asignación hasta el término de 2015.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Doctor, mi última pregunta es quién revisó dentro de la Comisión los indicadores económicos de estos planes que se pidieron modificar.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Nuestros equipos de trabajo, porque estábamos con base en los lineamientos anteriores. Éstas son las últimas asignaciones cuyos Planes de Exploración modificados van en este sentido con base en los lineamientos anteriores, no en los lineamientos de 2015.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Antes del 13 de noviembre.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado Franco. Colegas comisionados, ¿algún otro comentario? Licenciado Galindo, por favor, demos lectura a la propuesta de acuerdo.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.18.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0008-M-Amoca Yaxche-06.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.18.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0021-M-Okom-04.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.005/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0022-M-Okom-05.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.006/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0045-M-Agua Dulce-04.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.007/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0048-M-Almagres-01.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.18.008/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0051-2M-Mezcalapa-01.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.009/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0057-M-Mezcalapa-07.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.010/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0072-M-Tantocob-01.

RESOLUCIÓN CNH.E.18.011/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0074-M-Puchut-02.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.18.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, 44, fracción I y 47, fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que se emite Dictamen Técnico y se aprueban las modificaciones a los Planes de Exploración propuestos para las Asignaciones que a continuación se indican:

AE-0008-M-Amoca Yaxche-06.

AE-0021-M-Okom-04.

AE-0022-M-Okom-05.

AE-0045-M-Agua Dulce-04.

AE-0048-M-Almagres-01

AE-0051-2M Mezcalapa 01

AE-0057-M Mezcalapa 07

AE-0072-M-Tantocob-01

AE-0074-M-Puchut-02

II.5 Contratación de una Asesoría para la Evaluación en materia de Diseño de los Programas Presupuestarios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Alejandro Herrera Macías, Oficial Mayor de la Comisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Oficial Mayor, adelante, por favor.

OFICIAL MAYOR, LICENCIADO ALEJANDRO HERRERA MACÍAS.- Gracias. Buenas noches. Con su permiso, señor Presidente. Muchas gracias, Órgano de Gobierno.

La idea de presentarles a ustedes esta autorización de esta asesoría corresponde a un lineamiento que se emitió por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a principios de este año con el objeto de mejorar todos los programas que tiene registrados la institución. Actualmente tenemos registrados tres programas.

El primero de ellos es la promoción y regulación de hidrocarburos, a cargo de la Unidad de Asuntos Jurídicos.

El segundo es la administración técnica de asignaciones y contratos, a cargo de la Dirección General de Asignaciones y Contratos.

El tercero, los estudios de evaluación y verificación de hidrocarburos, a cargo de la Dirección General de Evaluación del Potencial Petrolero.

La idea de contratar esta asesoría es para que nos dé las mejores prácticas y una evaluación conforme a los lineamientos que emite la Secretaría de Hacienda a través de una lista que ya tiene determinada la propia institución en conjunto con el CONEVAL, el Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social, lo cual nos permitirá ir mejorando nuestra estructura programática y presupuestaria en miras a este 2016.

Esa sería la solicitud, señores comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas comisionados, ¿algún comentario? Licenciado Galindo, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y el Acuerdo siguientes:

ACUERDO CNH.E.18.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13 fracción VII, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la procedencia de iniciar la contratación de una Asesoría para la Evaluación en materia de Diseño de los Programas Presupuestarios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

III.1 Informe sobre la Tercera Licitación de la Ronda-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licenciado, bienvenido sea usted otra vez a esta sesión de Órgano de Gobierno. Adelante, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias.

Con relación a la convocatoria CNH-R01-L03/2015, relativa a Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales terrestres, informo a ustedes lo siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El 11 de mayo el Órgano de Gobierno, conforme al fallo de la licitación publicado el 24 de diciembre de 2015 y tomando en cuenta lo previsto en las Bases de la Licitación correspondiente, determinó adjudicar los contratos de las Áreas Contractuales 10, La Laja; 17, Paso de Oro; 19, Pontón; 20, Ricos; 21, San Bernardo; y 24, Tecolutla, a los licitantes que fueron determinados licitantes en segundo lugar.

El Comité Licitatorio llevó a cabo los trámites para ejecutar las garantías de seriedad de los licitantes que no suscribieron los contratos, cuyos fondos el día de hoy fueron depositados a la cuenta del Fondo Mexicano del Petróleo.

Los licitantes en segundo lugar presentaron la ampliación de la vigencia de la garantía de seriedad y de su propuesta económica por un plazo de 150 días adicionales contados a partir del 11 de mayo.

El Comité Licitatorio esta semana solicitará a los licitantes en segundo lugar la documentación que se requiere para llevar a cabo el inicio de los trámites para suscribir los contratos dentro de un plazo de 140 días contados a partir de la notificación, es decir, ya iniciamos el proceso con los licitantes que quedaron en segundo lugar y a los cuales se les adjudicaron los contratos de estas Áreas Contractuales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si estoy entendiendo, licenciado, mencionó usted dos cosas.

Primer punto, que las garantías de seriedad fueron ejercidas, el dinero ya está depositado en el Fondo Mexicano del Petróleo.

Segundo punto, a las empresas que quedaron en segundo lugar, que ya en la sesión pasada de este Órgano de Gobierno fueron formalmente adjudicadas como ganadores de estos seis contratos, se les solicitó ampliar sus garantías de seriedad.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Se les notificó que se les había adjudicado el contrato por no haber firmado los primeros y se les solicitó que ampliaran la vigencia de su garantía de seriedad y de su propuesta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y las seis empresas en segundo lugar, ahora adjudicados, ampliaron sus garantías.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces estamos avanzando bien, han manifestado su deseo con una manifestación económica, ampliando la garantía de seriedad. Estaremos en trámites con ellos para proceder lo antes posible a la firma de estos seis contratos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Le pido pueda verificar con ellos los tiempos para que, dentro del plazo que marcan las Bases de Licitación a estos segundos lugares, que son 150 días, podamos definir con ellos lo antes posible la fecha de suscripción para que lo informemos aquí en este Órgano de Gobierno, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Así es, correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Director General. Esos fueron los puntos para conocimiento, no se registra votación. Entiendo, licenciado Galindo, que con eso estamos concluyendo nuestro Orden del Día.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno adoptó el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.E.18.006/16


El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre la Tercera Licitación de la Ronda-1.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 20:47 horas del día 16 de mayo de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Octava Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.




Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



Alma América Porres Luna
Comisionada



Néstor Martínez Romero
Comisionado




Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



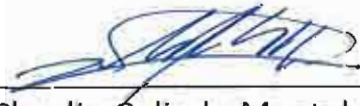
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Claudio Galindo Montelongo
Designado como Secretario para esta sesión