Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 14:05 horas del día 6 de abril del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, 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 Primera Sesión Extraordinaria de 2017 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 220.0180/2017, de fecha 5 de abril de 2017, 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva 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, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por CMM Calibrador, S.A. de C.V. para el Área Contractual 3, Campo Calibrador, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

II.2 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., para el Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

II.3 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V, para el Área Contractual 9, Campo Fortuna Nacional, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

II.4 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V, para el Área Contractual 12, Campo Mareógrafo, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

II.5 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., para el Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por CMM Calibrador, S.A. de C.V. para el Área Contractual 3, Campo Calibrador, de la Tercera licitación de la Ronda 1

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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 ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, muy buenas tardes. Me voy a permitir presentar unas láminas que van a aplicar en la totalidad de dictámenes que voy a presentar. Son de carácter general. Por favor la lámina siguiente.

Cada uno de los documentos que voy a ir explicando tiene sus propios antecedentes con respecto a las fechas en que se presentó su plan de evaluación. Se hicieron las revisiones correspondientes, la prevención en su caso, la atención de las mismas, las notificaciones, las reuniones de trabajo y hasta el momento en que se llega a la sesión. Entonces se deja en cada uno de los documentos como antecedentes pero yo no lo voy a leer.

En la siguiente se muestra el proceso de análisis y aprobación, que es precisamente las etapas en las que se revisan en diferentes áreas de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos toda la información técnica que precisamente se solicita y se revisa junto con el contratista. Pero asimismo hay una relación con otras áreas donde se pide información, como la ASEA y la Secretaría de Energía, hasta finalmente llegar a esta sesión. Aprovecho esta lámina para mencionar que me acompañar aquí del área de la Unidad Técnica de Extracción los responsables de, precisamente, hacer este análisis. La siguiente por favor.

En esta lámina solamente quiero resaltar que estamos en un punto donde a partir de la firma del contrato, que es aquí la fecha denominada efectiva, se inicia el plan provisional de 12 meses. A partir de ahí, de acuerdo a los tiempos hay 120 días para presentar los planes de evaluación y desarrollo en el caso de que esté produciendo. Estamos en este punto donde vamos a someter a revisión y consideración el plan de evaluación de 12 meses y el plan de desarrollo con una vigencia presentada por el contratista que puede variar de los 22, 24, 36 meses. ¿De qué depende eso? Lo que se busca es que en este periodo se garantiza la continuidad una vez concluido,

el plan de evaluación. Entonces en cualquier momento a partir de esta fecha se deberá presentar para aprobación el plan de desarrollo multianual, que es el que debe de contener lo que ahorita voy a mencionar en la siguiente lámina.

Estos elementos normativos que revisamos y que son los que rigen y regulan los documentos, es la Ley de Hidrocarburos en su artículo 44, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, articulo 39, 7 y 8 de los lineamientos de planes, está también contenido en el contrato y en la resolución CNH.E.42.001/16. Establecen que debe de cumplirse el programa mínimo de trabajo, el uso de tecnología adecuada de acuerdo a las características del área contractual en cada uno de los casos, maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos, el programa de aprovechamiento de gas natural y los mecanismos de medición de producción. Esto es entonces los principales puntos que se revisan, independientemente de que no es limitativo cuando se resalta algún otro tema o alguna tecnología. Dicho lo anterior, procedo con el dictamen técnico, plan de evaluación del área contractual 3 Calibrador. Adelante por favor.

Gracias. El área contractual 3 se encuentra en el Estado de Nuevo León, en el municipio de China. Tiene un área contractual de 16.82 km cuadrados como mencionaba. Fueron firmados el 10 de mayo del 2016 con una vigencia de 25 años. El operador CMM Calibrador S.A de C.V. Y básicamente este es un yacimiento de gas seco no asociado.

El contratista debe acreditar un total de 9,200 unidades, presentó en su programa mínimo 9,545. Lo más relevante es la perforación de dos pozos y dos reparaciones menores. Adicionalmente hay estudios petrofísicos de PVT y consideraciones sobre el modelo estático y el modelo dinámico para su actualización.

El pronóstico de producción de gas asociado a este plan de evaluación aportará – una vez entradas las reparaciones menores y la perforación – un promedio de 5.4 millones de gas durante los meses de producción, que sería a partir del octavo. Adelante por favor. Y con respecto a las inversiones y gastos de operación, la inversión es de 8.3 millones de dólares, donde la parte de perforación de pozos es del orden de los 7 y aquí

vamos revisando que de acuerdo al área y a las profundidades sean del orden que se han presentado. En este caso pues son pozos de más o menos 3 millones de dólares para cada uno de los pozos. Adelante por favor.

Las actividades entonces presentadas dan cumplimiento al programa. Se visualizan que dan cumplimiento al programa mínimo de trabajo como parte del compromiso contractual adquirido. A través de esos pozos iniciará la producción en el noveno mes y con esto el contratista prevé el incremento en la recuperación de gas. Considera dentro de la propuesta el proceso de caracterización integral de yacimientos, que incluye la actualización de su modelo estático y dinámico, que finalmente servirá para definir la estrategia de desarrollo que vamos a ver en un momento. Asimismo, operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establecen en el plan de desarrollo presentado para esa área contractual que veremos a continuación. Por ser un yacimiento de gas se prevé el aprovechamiento del 100% y el contenido del plan fue estructurado/elaborado con base de tecnologías como las lanza barras y las mini compresoras a boca de pozo, lo cual es adecuado para las condiciones del área contractual propuesta. Derivado del análisis, se propone al Órgano de Gobierno la aprobación del plan de evaluación, área contractual 3 Calibrador. ¿Continúo con el de desarrollo?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados, ¿les parece bien que continúe con el de desarrollo? Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. La que sigue. Como mencioné, el área contractual 3 Calibrador está en el Estado de Nuevo León y es de gas seco no asociado. Vámonos directamente el pronóstico de producción. En la lámina siguiente se puede ver que esta área contractual tenía una producción del orden de los 2 millones de pies cúbicos por día. Se le sobrepone el área roja que precisamente es la propuesta del plan de evaluación. Los picos obedecen a la entrada de las perforaciones de los pozos. Y como podrán ver, alcanza un pico en el mes 12 del orden de los 9 millones de pies cúbicos y la producción promedio será del orden de los 4.5 millones de pies cúbicos para ese periodo ya de 24 meses que es el plan de desarrollo que estamos presentando.

Las inversiones son del orden de 3.3 millones de pesos, donde básicamente es para la operación y mantenimiento de pozos e infraestructuras, principalmente sus ductos. Este plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción, que es uno de los objetivos. Las tecnologías propuestas son acordes al área contractual y el área Nuevo León, lo cual permitirá incrementar el factor de recuperación de gas – si es que se dan las condiciones como están previstas – en un 6.6%. La maximización como está previsto en las láminas que presenté al inicio del factor de recuperación podrá ser terminado en términos del plan de desarrollo a largo plazo. Hicimos un estimado para visualizar para este periodo de ese incremento, que en este caso es de 6%. Por ser de gas el área, se prevé un aprovechamiento del 100%. Los mecanismos de medición serán definidos conforme a los resultados de este periodo de evaluación y se presentarán en el plan de desarrollo para la extracción de largo plazo como está previsto. Y con este plan el contratista busca obtener datos y conocimiento adecuado de los yacimientos para definir los volúmenes en sitio, así como presentar su plan de desarrollo de largo plazo. Por lo anterior, se propone al Órgano de Gobierno el plan de desarrollo, área contractual 3 Calibrador. Si tienen preguntas sobre ambos documentos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Colegas, ¿algún comentario?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo nada más una duda. El pronóstico de producción que se da en el plan de evaluación comparado con el pronóstico de producción que se da en el plan de desarrollo es diferente. ¿El primero no debe decir nada más "incremento de la producción? O sea, incremento en un pronóstico de producción. Porque si damos el perfil pues son diferentes y entonces parecerían que no están considerando la producción base.

Este. O sea, si ustedes ven este, pues este dice, "pronóstico de producción de gas asociado en el plan de evaluación". Tal cual, ¿no? Y entonces llegamos, voy a poner de pico casi 7, ¿no? 7 millones. Y ahora vámonos a la otra presentación, que es el plan de desarrollo que debe de incluir este mismo. Y es válido para casi todas las presentaciones, por eso lo dije al principio. O sea, y en este llega a 9 porque le ponen la base. Entonces el

primero o es incremento de pronóstico de producción o ponen la base si es el pronóstico de producción. ¿O hay alguna razón?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, no, es por el término que utilizamos. Si, de hecho en algunas presentaciones le estábamos poniendo base porque precisamente estos campos estaban produciendo al momento de la firma del contrato y esa banda precisamente muestra de que orden andaba de magnitud, en este caso de los 2 millones de pies cúbicos por día. Se le sobrepone el incremental – para hacer los términos más correctos – sobre la producción. Y esos 7 más los 2 que teníamos nos llega al pico y se alarga a los 24 meses. Pero sí es inversión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo digo el título. Pronóstico de producción de gas asociado, está correcto este. Aquí yo estoy de acuerdo. Pero en la primera gráfica dice igual, pronóstico de producción de gas asociado pero lo bajan. Entonces pues hay un solo pronóstico, ¿no? Los primeros 12 meses.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El pronóstico debería de ser este, hasta el 12vo mes.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es que el primero lo asociamos al plan de evaluación, por eso salió disparejo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero no va a tener el base los primeros 12 meses?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, a ver. Aquí en este sentido queremos dar claridad en este perfil que se tiene que solamente sobre las actividades asociadas al plan de evaluación. Solamente digamos que es el diferencial o el neto de producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa era mi pregunta.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sin embargo estamos coexistiendo con la base que ya traíamos asociada al plan de desarrollo. Por eso antes lo estamos un poquito dividiendo, porque si no estaríamos repitiendo las mismas gráficas. Y aquí solamente estamos mostrando la parte que es el incremental asociado a las actividades del plan de evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero entonces aquí puede ser el incremental.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si puede ser el que sea. Se puede hacer el pronóstico de producción del incremental de gas que tenemos asociado solamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Doctor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Es que viendo la lámina se ve que la declinación de la producción que traían tiene una pendiente diferente a la otra, a la nueva. ¿Por qué esas grandes diferencias? Se ve como que es el doble posiblemente en las pendientes de lo que se traía en la base con la nueva producción. Cae muy rápido o cae mucho más rápido que lo que traen los otros pozos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo que comenta Comisionado es la producción rosita que está ahí que es la base. Se ve un factor de declinación, una pendiente diferente a la pendiente que tiene la producción que se dice ahí "evaluación". Esa es la pregunta, ¿verdad? Bueno. Ahí lo que nosotros vimos es la entrada de dos pozos, ¿verdad? Dos pozos que inician con un ritmo de producción de 3 millones cada uno. Y lo primero que revisamos es si sí era posible tener la producción de pozos nuevos en esa zona con ritmos de producción de 3 millones. Encontramos

pozos que al inicio de su producción llegaban a 6, llegaban a 5, pero las declinaciones de esos pozos en los primeros años eran muy fuerte y ya después con más cantidad de pozos se estabiliza. Entonces lo que están simulando y que viene en el documento que ellos nos presentan es que toman el histórico de cómo ha pasado o qué les ha pasado a los pozos cuando han empezado su producción y declinan muy fuerte. Lo cual, la verdad es que cuando nosotros estábamos analizando este plan, primero yo dije: "3 millones se me hace mucho". Si, alrededor de 9 pozos, 7 pozos, estaban dando esos 2 millones. ¿Cómo es que con 2 pozos iba a sustituir toda esa producción? Pero el comportamiento de los pozos en esa zona así es. Desde que inician declinan muy fuerte y después se van haciendo actividades de mantenimiento, de reparaciones, que ya permiten ir atenuando la declinación, pero a ritmos de producción muchos más bajos que el inicial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por CMM Calibrador, S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A3/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 3, Campo "Calibrador".

ACUERDO CNH.E.11.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A3/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa CMM Calibrador, S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A3/2015, correspondiente al Área Contractual 3, Campo "Calibrador".

RESOLUCIÓN CNH.E.11.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por CMM Calibrador, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A3/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 3, Campo "Calibrador".

ACUERDO CNH.E.11.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A3/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la

Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa CMM Calibrador, S.A. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A3/2015, correspondiente al Área Contractual 3, Campo "Calibrador".

II.2 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., para el Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente, de la Tercera licitación de la Ronda 1

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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 ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Me voy directamente entonces a la descripción del área contractual 7 Cuichapa Poniente, que se encuentra ubicado en el Estado de Veracruz dentro del municipio de Moloacán. Es un área de 41.464 km cuadrados, el contratista es Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A de C.V. La fecha del contrato que se firmó el 12 de mayo del 2016 es de 25 años y el tipo de aceite que encontramos ahí es negro de 32 grados API y gas húmedo de la formación Encanto.

El cumplimiento del programa considera básicamente 16 reparaciones mayores que corresponden a 12,800 unidades de trabajo. Y ahorita voy a

hacer una referencia sobre el perfil de producción que comprometió la empresa y la actividad que puso tanto de evaluación como en el desarrollo para clarificar precisamente cuál es la expectativa de esta empresa. El pronóstico de producción de aceite correspondiente al plan de evaluación alcanza en promedio los 860 barriles por día y se puede ver esa pendiente incremental originada por las 16 reparaciones que están comprometidas en el programa mínimo de trabajo. El pronóstico de aceite asociado es de... perdón, este es gas, está mal el título de la gráfica. Es del orden de 4 millones de pies cúbicos por día con una tendencia y un comportamiento similar al del gas, aceite que habíamos visto. Perdón.

Las inversiones y gastos de operación son en la parte de evaluación de 6.5 millones de dólares principalmente para la administración, actividades y gastos. Y en la parte de desarrollo son 5.1 millones de dólares, básicamente para la intervención de las reparaciones mayores y la construcción y tendido de ductos o líneas de descarga en este caso por la cantidad de pozos que ya están. La mayoría ya tienen esas líneas, solamente se sustituyen.

Las actividades consideradas en este plan cumplen con el programa mínimo de trabajo como parte de su compromiso contractual. Busca reunir los elementos necesarios para determinar la estrategia a seguir durante el plan de desarrollo a largo plazo. Aquí hay una parte interesante. Esta área tiene 253 pozos perforados, de los cuales 88 se encuentran cerrados con posibilidad de explotación. Debido a la cantidad de estos pozos con posibilidades, se diseñó un plan de evaluación enfocado a la identificación de oportunidades en los pozos existentes a través de las reparaciones mayores y lo complemente en el plan de desarrollo que ahorita vamos a presentar. Está estructurado esta propuesta con base en tecnología como registros de saturación en agujero entubado, sensores ultrasónicos de contacto para medir niveles, los cuales consideramos son tecnologías probadas en esa área contractual. Y el contratista operará bajo el amparo de procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos que es establecen en el plan de desarrollo presentado para esta área contractual. Asimismo se plantea aprovechar el volumen total de producción de gas con excepción de una parte que se requiere en los quemadores. Estos salen directamente a la Batería Cuichapa y de ahí a una que es Ágata, que es la recolectora, pero por un tema ahí de quemadores necesitan mantener una

cierta parte del gas en el quemador encendido. Pero salvo esa salvedad el aprovechamiento que se considera es de la totalidad del gas producido. Con base en lo anterior, proponemos a este Órgano de Gobierno el plan de evaluación presentado para el área contractual 7 Cuichapa Poniente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Pasamos al de desarrollo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si no hay comentarios en este punto, vemos de una vez el plan de desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me parece bien. ¿Si les parece bien colegas?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. El plan de desarrollo del área contractual 7, que recordemos está en el Estado de Veracruz y es de 41.464 km cuadrados, tiene actualmente 9 pozos operando. Entonces, en el perfil de producción que mostrábamos en la evaluación que ya le habíamos puesto la parte incremental, comprometieron 16 reparaciones mayores y dejaron otras 22 en la parte de desarrollo. Ellos revisaron su programa mínimo de trabajo y el cumplimiento de las unidades pululaba con esto y así lo registraron. Sin embargo su propuesta es revisar todos esos pozos cerrados con posibilidades de explotación y entonces en la parte del plan de desarrollo incluyen las demás reparaciones. Por eso se ve un incremental que tiene que ver con toda esa actividad que están haciendo, 88 pozos que están analizando con posibilidad. De igual manera en la parte de gas se ve el mismo efecto y se alcanzarían producciones promedio de 4 millones de pies cúbicos de gas considerando todo el periodo de 22 meses presentado.

Las inversiones altas, del orden de los 55 millones de dólares, precisamente porque hay una actividad intensa sobre reparaciones mayores más consideración en cuanto al personal. Por eso el punto de datos general sobre administración, gestión de actividades, que es donde están los sueldos y salarios, también es alto. Y hay toma de información considerada también por las condiciones propias del área, entonces son del orden de

55.1 millones de dólares. Y en la parte de producción hay otros 3.7 millones para el mantenimiento de instalaciones de producción.

El plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción. Se revisó el incremento del factor de recuperación con las consideraciones que ya platicamos sobre un periodo de 22 meses y se estima un 0.5% para parte de aceite y un 0.91%, casi el 1%, en la parte del gas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es 0.25%.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 0.25%, sí. De igual manera se revisó la propuesta de que es lo que van a hacer en esas reparaciones mayores, sensores ultrasónicos. Y de igual manera resulta viable que continúen llevando a cabo la medición de hidrocarburos y se considera el punto de medición provisional que está previsto y que van a manifestar en el plan de desarrollo de largo plazo. Comentaba que todos estos pozos actualmente producen a través de una Batería existente Cuichapa y de ahí fluyen hacia la Batería Ágata. Planean aprovechar el total del volumen de gas con la salvedad que comentaba del quemador que tiene un problema y que tienen que mantener encendido. Por lo anterior, nosotros ponemos a consideración el plan de desarrollo del área contractual 7 Cuichapa Poniente y estoy a sus órdenes para preguntas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Colegas Comisionados, está a su consideración. Adelante Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pretendo tomarme 20 segundos. Quizá valdría la pena que la lámina que dice evaluación le pongamos análisis, porque aquí ya estamos hablando del plan de desarrollo para la extracción. Es simplemente para evitar confundir que estamos hablando de dos cosas distintas. Nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Si les parece bien hacemos ese ajuste. Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional De Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH- R01-L03-A7/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente.

ACUERDO CNH.E.11.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A7/2015, correspondiente al Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente.

RESOLUCIÓN CNH.E.11.004/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., en relación con el

contrato CNH-R01-L03-A7/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente.

ACUERDO CNH.E.11.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A7/2015, correspondiente al Área Contractual 7, Campo Cuichapa Poniente.

II.3 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V, para el Área Contractual 9, Campo Fortuna Nacional, de la Tercera licitación de la Ronda 1

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado 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.- Comisionado. Ah, disculpe usted, Comisionado adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con su venia Presidente. Esto es un poquito diferente a los dos casos anteriores porque este campo se recibió sin producción y por lo tanto es solamente un plan de evaluación, que después en su momento seguirá con un plan de desarrollo. Pero por lo pronto es solamente el plan de evaluación. Este campo es un campo maduro, fue descubierto en 1926. Inició producción en 1949 y en ese instante, en el primer año de producción, se produjeron 178 barriles diarios de aceite y 1.84 millones de pies cúbicos de gas. Para cuando se hace la licitación tenía 28 pozos perforados que estaban cerrados por agotamiento. Y estos pozos habían producido aceite, gas y condensados y gas seco en las proporciones que se presentan ahí. La producción se suspende en el 2014 con el cierre del último pozo productor que es Fortuna Nacional-101a y desde entonces el campo se encuentra sin producir. El programa de evaluación que se presenta tiene por objetivo acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero en esta área y promover el desarrollo futuro de las actividades de extracción, con lo como se busca dar cumplimiento a los objetivos planteados en la Reforma Energética. Esto es muy interesante porque era un campo agotado, era un campo que ya no estaba produciendo, y ahora como van a ver ustedes en los datos que se van a presentar, es una reactivación de este pozo. Y ahora quisiera pedirle al maestro León Daniel Mena Velázquez su análisis técnico de este plan de evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Moreira. Ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias doctor, gracias Comisionado. Dictamen técnico, plan de evaluación del área contractual 9 Fortuna Nacional. Esta área se encuentra localizada en el Estado de Tabasco, el municipio de Macuspana. Cuenta con 22 km cuadrados. La operadora, como se mencionó, es Perseus Fortuna Nacional S.A de C.V. Los yacimientos es Amate Superior e Inferior del campo Fortuna Nacional y es un aceite de 25 grados API con gas y condensados. Tiene 28 pozos perforados.

El cumplimiento del programa mínimo de trabajo está sustentado con la perforación de un pozo, cinco reparaciones mayores, seis menores, reprocesamiento sísmico y actualización de su modelo estático para un total de 11.140 unidades de trabajo. La que sigue por favor. Si contemplan hacer pruebas de producción, estuvimos revisando este dato. Hay por ahí un estimado del orden de 3.5 millones de pies cúbicos y del orden de los 553 barriles, pero como están supeditados a pruebas de producción no lo ponemos ahorita como un incremental – como bien decía, por ser un plan de evaluación.

Y si pasamos a las inversiones y gastos de operación, que son del orden de los 20.5 millones de pesos, aquí vale la pena resaltar que estuvimos revisando el dato de los 9 millones en el tema de administración, gestión de actividades y una buena parte se refiere a salarios y prestaciones este monto de 9 millones. Están considerando también oficinas, un sistema electrónico para su contabilidad, equipos, todo lo engloban aquí. Y hay una parte que se llama adquisición de tierras. No hemos sabido exactamente si es para las oficinas o para otro, pero es un ejemplo de que en ocasiones ellos se supeditan al catálogo que se presenta para la clasificación de las inversiones. Y bueno, nosotros tratamos de darle certidumbre sobre qué es lo que están registrando si el monto nos llama la atención. Adelante por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un momento ingeniero. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Nada más una precisión. Son millones de dólares.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Millones de dólares.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es que se dijo de pesos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 20.5 millones de dólares, es la cifra que consultamos.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión Comisionado. Ahora, nada más aquí subrayar. Estamos hablando de un plan de desarrollo, perdón, de evaluación, que tiene un plazo de...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 12 meses.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 12 meses. Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La que sigue por favor. Del análisis, se concluye que el plan es congruente con los objetivos planteados y busca la atención del programa mínimo de trabajo establecido en el contrato. Propone el reprocesamiento sísmico para probar los objetivos. Asimismo el análisis continúo y la toma de registro de neutral pulsado, lo que son tecnologías aprobadas en esa región, en esa área contractual. El plan considera incrementar el factor de recuperación a través de estas reparaciones mayores y por ser... se plantea el 100% del aprovechamiento del gas, toda vez que sí proponen explícitamente en su documento que prevén la comercialización total del gas, incluso mencionan con quien lo harían. También contemplan contar con un sistema de medición en la Estación de Recolección Fortuna Nacional para lograr la confiabilidad y exactitud de la medición en los puntos de entrega y medición. Derivado del análisis, se propone a este Órgano de Gobierno el plan de evaluación, área contractual 9 Fortuna Nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Pasamos al de... ¿les parece bien que pasemos al de desarrollo? Es nada más solo de evaluación. Muy bien. Entonces abro comentarios colegas. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Un comentario. A raíz de lo que analizó aquí el maestro Mena, una cosa muy interesante es que a veces los apartados no nos dicen mucho de lo que sucede adentro. Entonces muchas de las empresas están poniendo sus gastos de sueldos y

salarios en el apartado de administración, aunque esos sueldos y salarios correspondan con actividades productivas de operación. Entonces para que no nos vayamos con que es mucha administración. En realidad ese apartado incluye sueldos y salarios que no necesariamente son administrativos. Entonces yo creo que esto lo vamos a ver reflejado en los otros análisis de gastos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Ese renglón que vimos ahí de administración realmente pues yo creo que no está bien identificado el renglón porque no son todos. De hecho la mayoría presumo no son administrativos, son trabajos del equipo de producción. Y además subrayo que estos son contratos de licencia. ¿Qué significa esto? Que aquí no hay una deducción a nivel contractual, no hay una deducción, no hay una recuperación de costos. Aquí el contratista paga al Estado un porcentaje de ingresos brutos, por lo que a nivel contractual los mayores o menores costos pues los absorbe enteramente el contratista, ¿No? O sea, a diferencia de un contrato de producción compartida donde ahí sí aprobamos el presupuesto, este no es el caso. De hecho, digo, esta es una información explicativa, pero estos presupuestos no son sujetos a la aprobación de este Órgano de Gobierno. Estos presupuestos son datos informativos que tienen la precisión que señala el doctor Moreira. Pero cuando aprobamos presupuesto es únicamente en los contratos de producción compartida, ¿no? Esto es un dato informativo, pero aquí los costos, no hay deducción de costos. Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá nada más para clarificar. El presupuesto efectivamente, pero en actividad sí. En actividad, en este caso sí es importante ver que cumplan el programa mínimo de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Correcto, correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y si es importante que van a perforar un pozo, que tienen que perforar el pozo, el diseño de las terminaciones, la parte de adquisición sísmica 2D o 3D, lo que sea, la parte geofísica y la parte de ingeniería del yacimiento. O sea, esa parte sí es importante verla y que cumpla con el compromiso mínimo más un

incremental que comprometieron, que finalmente eran 9,200 unidades de trabajo de inicio más 4,600 unidades de incremento. Entonces eso sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Entonces aquí sí verificamos el cumplimiento de la actividad mínima, pero no hay una autorización de presupuesto que sea recuperable como en un contrato de producción compartida. Caso específico el que señalaba el doctor Moreira. Aquí, por ejemplo, sin duda gastos administrativos pues no son parte de las unidades de trabajo acreditables. Es un costo enteramente de la empresa que asume la empresa completamente. No hay recuperación de costos en ese apartado. ¿No? Y no hay recuperación de costos. Hay revisar que cumplan con la actividad física del trabajo mínimo, pero subrayo/destaco que es un contrato de licencia, no de producción compartida verdad. Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aquí lo interesante es que las inversiones que ellos están haciendo, además de los pozos tienen pruebas de producción, tomas de información, restauración ambiental, auditorías ambientales. O sea, sí cubre mucho de los rubros que se deben hacer dentro de una actividad petrolera en un área contractual. Eso también ayuda con este catálogo que emitió la Secretaría de Hacienda de ver que está tomando los, digamos, asuntos principales o las actividades principales que debe de tener esa área contractual. Ya los detalles de cuánto se le paga a una persona, etc., efectivamente en licencia nosotros no aprobamos el presupuesto. Sin embargo ya en el plan de desarrollo, aunque sea licencia, sí tenemos que estar vigilando que los costos sean adecuados aunque ellos no lo recuperen por parte del Estado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es información valiosa.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque debemos nosotros tener referencia de cuánto cuestan las cosas, pero además ver que no se estén excediendo en costos que después nos hagan que esa área contractual no sea rentable y eventualmente pues ya no quieran trabajar en ella. Pero al final no aprobamos nosotros los presupuestos, pero sí

desde el punto de vista técnico, análisis técnico-económico, sí tenemos que considerar esa información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, adelante. ¿Algún otro comentario? Adelante ingeniero.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Procederíamos entonces a la lectura de la propuesta de acuerdo si no tienen inconveniente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.005/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S. A. de C. V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 9, Campo Fortuna Nacional.

ACUERDO CNH.E.11.005/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Perseus Fortuna Nacional, S. A. de C. V., el Plan de

Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, correspondiente al Área Contractual 3, Campo Fortuna Nacional.

II.4 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V, para el Área Contractual 12, Campo Mareógrafo, de la Tercera licitación de la Ronda 1

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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 ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Esta área contractual 12 Mareógrafo se encuentra ubicada en Nuevo León, municipio de China, es de 30 km cuadrados, igual es un contrato de vigencia de 25 años bajo la modalidad de licencia como habían mencionado. El operador es Grupo Mareógrafo S.A de C.V con el consorcio Manufacturero Mexicano S.A de C.V con un 66% e Hidrocarbon Industry Oil & Gas S.A de C.V con un 34% y es un yacimiento de gas seco.

El programa mínimo de trabajo contempla la perforación de dos pozos, la reparación menor de dos reparaciones menores, estudios de PVT, de núcleos, la actualización del modelo estático y dinámico e interpretación sísmica 3D para un total de 9,570 unidades de trabajo.

El pronóstico de gas seco asociado al incremental para el caso del plan de evaluación empezará en el mes 8 y el promedio sería de 5.2 millones de pies cúbicos con picos de alrededor de los 6.5. Las inversiones y gastos de operación son del orden de 8.3 millones de dólares, donde evidentemente la inversión más fuerte, que es del orden de los 6.9, está en la parte de los pozos.

Este plan cumple con el requisito y lo estipulado como unidades de trabajo para precisamente cumplir con lo que se establece en el contrato. El punto de medición actualmente aprobado se encuentra dentro de la Estación Mareógrafo-I y operará bajo el amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el plan de desarrollo de largo plazo. Por ser de gas, el contratista plantea el aprovechamiento del 100% del gas producido y la información adquirida permitirá sustentar la propuesta técnico-económica del plan de desarrollo que en un momento voy a presentar. Derivado del análisis, se propone al Órgano de Gobierno la aprobación del plan de evaluación, área contractual 12 Mareógrafo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Pasamos les parece bien ahora si al de desarrollo. ¿Si? Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Recordemos estamos hablando de un yacimiento de gas seco ubicado en el área de Nuevo León de 30 km cuadrados. El pronóstico de producción de esta área contractual tenía promedio de 1.5 millones. Bueno, está en el orden de los 2 millones y la producción base sería el área achurada de abajo y la parte incremental sería sobreponer el pronóstico de producción que presenta en el área de evaluación para un promedio total de 5 millones de pies cúbicos de gas en el plan de 24 meses que estoy presentando en este momento como plan de desarrollo.

Las inversiones y gastos de operación serían del orden de los 3 millones de dólares. Lo más importante está asociado al mantenimiento de las instalaciones de producción y el mantenimiento de ductos, adicionales a lo que ya vimos en el plan de evaluación. Lo separamos. El cumplimiento, en cumplimiento a lo que establecimos como particularidades o los puntos que buscamos en cada uno de estos documentos, este plan busca dar

continuidad efectivamente a las actividades de extracción. Las tecnologías propuestas y el plan de producción son acordes a lo que se espera en estas áreas contractuales del área de Nuevo León y determinamos un factor de recuperación de 1.3%. Aquí permítame hacer una precisión que no hice en los demás, pero básicamente este factor para poder hacer un cálculo y obtener un dato, tomamos el volumen acumulado del plan de desarrollo presentado que en este caso es de 1.16 BCS o millones de pies cúbicos por día para este periodo exclusivamente de 24 meses. Y se compara contra el volumen original, que es de 85 mil millones de pies cúbicos y de ahí se obtiene ese factor de recuperación, que aunque es pequeño, 1.3% para el gas, representa la intención de crecimiento de acuerdo a lo que están mostrando para este periodo de tiempo. Los mecanismos de medición serán definidos conforme a los resultados del periodo de evaluación y presentados en el plan de desarrollo de extracción de largo plazo y prevé el 100% de aprovechamiento por ser un campo de gas. Derivado del análisis proponemos al Órgano de Gobierno el plan de desarrollo, área contractual 12 Mareógrafo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Muchas gracias ingeniero. ¿Colegas Comisionados? Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.006/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A12/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 12, Campo Mareógrafo.

ACUERDO CNH.E.11.006/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A12/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A12/2015, correspondiente al Área Contractual 12, Campo Mareógrafo.

RESOLUCIÓN CNH.E.11.007/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A12/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 12, Campo Mareógrafo.

ACUERDO CNH.E.11.007/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A12/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la

Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A12/2015, correspondiente al Área Contractual 12, Campo Mareógrafo.

II.5 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., para el Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo, de la Tercera licitación de la Ronda 1

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. El área contractual 15 Mundo Nuevo se encuentra en el Estado de Chiapas, en el municipio de Juárez, es de un área contractual de 27.69 km cuadrados, firmado el 10 de mayo de 2016 con vigencia de 25 años bajo la modalidad igualmente de licencia y la operadora es Renaissance Oil Corp. S.A de C.V. Es un yacimiento de gas y condensados que, como lo platicábamos en un inicio, actualmente está produciendo a través de dos pozos.

El cumplimiento del programa mínimo de trabajo incluye la perforación de un pozo, la reparación mayor de otro, estudio de núcleos y la actualización

de los modelos estáticos y dinámicos, para un total de 5,750 unidades de trabajo. La parte del pronóstico de producción, se espera una producción promedio de 2.8 millones de pies cúbicos de gas y 451 barriles por día de condensados.

Las inversiones y gastos de operación son del orden de los 6.7 millones de dólares. Las principales inversiones están sobre los servicios de soporte y la parte de perforación de pozos. El contratista prevé el cumplimiento del programa mínimo, la vigencia de este documento de evaluación que es por 12 meses. Asimismo considera la actualización de sus modelos estático y dinámico, la aplicación de técnicas y metodologías adecuadas para el área contractual en el Estado de Chiapas. Los trabajos de reparación de pozos pretenden con ello un incremento a la producción, contribuyendo por ende a un factor de recuperación al menos en lo que está comprometiendo en su programa mínimo de trabajo. Por ser un campo de gas, prevé el aprovechamiento de la totalidad del mismo y el contratista operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el plan de desarrollo presentado en el área contractual. Y ahorita comentaré lo correspondiente en el de desarrollo. Pero derivado de este análisis se propone a este Órgano de Gobierno la aprobación del plan de evaluación, área contractual 15 Mundo Nuevo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Quiere usted que pasemos al plan de desarrollo? ¿Si? Adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Como comentaba el plan de desarrollo ubicado en Chiapas y de 27.7 km cuadrados, actualmente opera a través de dos pozos. Y el programa de producción incremental es el área roja sobre el área achurada que era del orden de los 2 millones de pies cúbicos por día. Entonces se estarían obteniendo producciones promedio de 4.67 millones de pies cúbicos de gas y del orden de los 576 barriles por día de condensado considerando base e incremental para un periodo de 24 meses, que es la propuesta de este plan de desarrollo.

Las inversiones y gastos de operación son del orden de los 750 mil dólares, donde principalmente aquí están enfocados a la parte de operación y

mantenimiento. El plan presentado cumple con las actividades de extracción encaminadas a atender el potencial remanente de esta área contractual. El factor de recuperación calculado con los criterios que comenté hace un momento son para el aceite de 0.48% y para el gas del 0.1% solamente – repito –para este periodo de 24 meses. Se prevé un aprovechamiento total del gas y los mecanismos de medición serán definidos conforme a los resultados del periodo de evaluación y presentados en el plan de desarrollo para la extracción a largo plazo. Hago la aclaración que actualmente este campo está fluyendo de acuerdo a los compromisos pactados hacia la Batería Giraldas. Y resultado de este análisis, proponemos al Órgano de Gobierno la aprobación del plan de desarrollo, área contractual 15 denominado Mundo Nuevo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. ¿Colegas Comisionados? Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.008/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A15/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo.

ACUERDO CNH.E.11.008/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII

de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A15/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A15/2015, correspondiente al Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo.

RESOLUCIÓN CNH.E.11.009/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A15/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo.

ACUERDO CNH.E.11.009/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A15/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A15/2015, correspondiente al Área Contractual 15, Campo Mundo Nuevo.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 15:07 horas del día 6 de abril de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 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

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva