



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:08 horas del día 9 de octubre del año 2018, 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, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.0940/2018, de fecha 8 de octubre de 2018, 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.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en los artículos 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 49, segundo párrafo del Reglamento Interno de la CNH, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, para que supla a la Secretaria Ejecutiva en su ausencia y en consecuencia funja como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

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

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres 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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A10/2016.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la Segunda y Tercera licitaciones de la Ronda 3 y de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, el Secretario 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionada, Comisionados, buenos días. Para presentar la modificación al Plan de Desarrollo me permito iniciar con la relación cronológica. En mayo del presente año Pemex presentó la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo. En junio la Comisión emitió la prevención sobre información faltante, misma que fue atendido en ese mismo mes. En julio se declaró la suficiencia de información y en octubre se emitió el dictamen técnico que a continuación presento como resumen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los antecedentes más importantes del campo Chipilín es que fue descubierto en 1986. Opera actualmente solo con un pozo debido a que tiene incremento de agua y abatimiento de presión y por ahí una situación de incrustaciones. En el 2016 se hicieron dos reparaciones mayores y en Ronda 0 se estimaba que la producción únicamente llegaría al 2021. Sin embargo, con la información de estas reparaciones mayores el pronóstico que a continuación presento se proyecta hasta el 2025, considerando una reparación mayor adicional y 28 reparaciones menores.

Las actividades previstas es efectuar precisamente la reparación mayor y las 28 menores, el abandono de la asignación que no estaba originalmente previsto, una inversión por 6.4 millones de dólares, el gasto de operación por 4.1 y se espera recuperar 0.6 millones de aceite y 1.7 miles de millones de pies cúbicos de gas. La asignación está en el Estado de Tabasco a 24 km de la Ciudad de Comalcalco y – como mencionaba – tiene actualmente solo un pozo productor, el cual se muestra del lado derecho, es el que está en color rojo. Hay tres más taponados y uno cerrado sin posibilidad. El área es de 42 km². La profundidad promedio es importante, es del orden de los 6,000 metros. La densidad del aceite es de entre 38 y 39 grados API.

Es un campo relativamente pequeño. Actualmente solamente cuenta con reservas 1P en el lado de aceite, las probadas es de 0.6 millones de barriles y en la parte de gas de 1.7 mil millones de pies cúbicos que es lo que se pretende recuperar con la modificación propuesta. Para dar cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, mencionaré sobre los tres puntos a continuación que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, para lo cual se presentaron tres alternativas, básicamente variando el sistema artificial y las actividades relacionadas con el ducto. Se descarta la alternativa tres porque ahí se consideraba bombeo hidráulico tipo jet, pero puesto que hay un problema de hermeticidad en el pozo no es económicamente, técnicamente viable. Por otro lado, las alternativas 1 y 2 consideraron la realización de limpiezas y estimulaciones. La diferencia con la 1 es que se contempla la reparación mayor y obviamente con eso pues se incrementa la recuperación esperada. Y los indicadores antes y después de impuesto, pues son los más altos como se ve en la tabla. El VPN es de 29.5 antes de impuestos contra 20 y 17 de la alternativa 2 y 3 respectivamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La actividad que se tenía prevista en el Título de Asignación original pues no había realmente actividad, solamente estaban considerados las inversiones básicas para pues el mantenimiento y los gastos de operación. Sin embargo, en el 2015 mencioné que se hicieron dos reparaciones mayores y eso permitió tener un poco más de conocimiento del área y las actividades representaron una erogación de 7 millones de dólares. El plan modificado, que incluye un cambio de intervalo de una reparación mayor y estimulaciones y limpiezas debido al tema de incrustaciones que se han tenido, entonces se prevén hacer 28 reparaciones menores y se incluyó el taponamiento. Mencionaba que hay un pozo productor y uno cerrado sin posibilidades y asimismo la desincorporación e inertización de los ductos representarían una inversión de 10.5 millones de dólares.

Las alternativas fueron graficadas, pero pues se ve inmediatamente que la alternativa 1 que incluyó una reparación mayor pues es notoriamente mejor y se puede alcanzar hasta los 350 barriles por día en el 2019.

El perfil de producción de Ronda 0 es la línea en color verde. Este es el volumen a recuperar que se tenía previsto en Ronda 0 y pueden observar que en la parte real pues comportó en los primeros dos años más o menos como estaba previsto y la modificación del plan sería la línea azul para el volumen a recuperar. Entonces del plan que era 0.9, si consideramos la parte real más la propuesta de modificación, sería de 1.3 millones de barriles el volumen a recuperar esperado. En la parte gris, me cambio ahora a la gráfica en la parte areal, esta es la parte histórica, aquí estamos en el 2018, aquí iniciaría el nuevo plan. El pico máximo mencionaba puede andar entre 350 a 400 barriles por día y el límite económico sería ahora el 2025 cuando en el plan aprobado solamente se consideraba el 2021. Entonces ahí hay años adicionales en el plan aprobado.

Y con respecto al gas, de manera similar, el volumen esperado a recuperar sería la línea azul y el plan Ronda 0 era de 1.4. El plan modificado más la parte real, que es lo que está punteado en rojo, significaría 3.3 miles de millones de pies cúbicos de volumen a recuperar. Y de igual manera en la parte de las áreas, el gris es el histórico y lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

amarillo sería el comportamiento de la producción con el límite económico hasta el 2025.

Con respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas, se aprobó en junio de este año el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural mediante la resolución CNH.E.37.002/18, por lo que dicho programa se mantiene vigente. Y es importante mencionar que actualmente la asignación reporta un aprovechamiento del 99%.

Y eso se puede complementar ahorita en la parte de los mecanismos de medición. Esto es muy sencillo. Este es el pozo que está actualmente operando. Aquí tiene un sistema de separación trifásico en el cual separan y mandan a rectificador y luego comprimen más o menos del orden de los 2 millones de pies cúbicos para mantener el sistema de BN auto abastecido le llaman. Entonces separan, toman dos millones y lo vuelven a comprimir para inyección al yacimiento para el sistema de BN. Lo restante, el restante millón o 1.2 millones, se envía de manera multifásico a la Batería de Separación Bellota. Y aquí el gas se va por la Estación de Compresión Bellota, luego hacia Paredón y finalmente hacia el Centro Procesador de gas Cactus, que es donde está la placa de orificio de la medición fiscal. Y el aceite se separa igual aquí en Bellota 114 y se manda Batería de Separación Bellota y luego continúa su recorrido por Nudo Cárdenas, almacenamiento de Cactus y finalmente a Palomas, que es donde se encuentra el medidor ultrasónico de la medición fiscal. Entonces el contenido de agua se va separando en esta primera etapa y se manda hacia un pozo inyector bellota 1A. En el proceso si se recolecta más agua, igualmente se manda a estos pozos de Cactus 20 y 42. Entonces el proceso pues es bastante eficiente porque una parte la están utilizando para el BN auto abastecido y la otra se va en el proceso.

Con respecto al Programa de Inversiones, aquí lo más relevante es el 0.9 que es mantenimiento de los ductos. La reparación mayor está clasificada aquí en la parte de intervención de pozos. Las reparaciones menores y el bombeo neumático auto abastecido es importante que se paga porque rentado. El motocompresor, el sistema para mantenerlo es rentado, entonces está considerado 2.8 millones de dólares y el total de desmantelamiento es de 1 millón, que representa el 16% del monto de los 10.5 millones de dólares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces en cumplimiento a los artículos 44 y 39, en el inciso a, que se refiere a acelerar el desarrollo pues se dará seguimiento mencionaba tanto a la problemática del agua que ya tiene un alto porcentaje, incrustaciones y el comportamiento de la presión de la formación JSK. Para elevar el factor de recuperación se prevé de 29.8% a 30.6%. En cuanto a las reservas de hidrocarburos, el plan previsto contempla el desarrollo de las reservas probadas que mostraba y que es lo que actualmente tiene el campo Chipilín. Con respecto a promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción pues la reparación mayor y las 28 menores están encaminadas a mantener la producción y darle seguimiento al tema de irrupción de agua.

En cuanto a tecnología y plan de producción, pues el sistema artificial de bombeo neumático abastecido es una solución que ha resultado redituable y eficiente. Y las reparaciones de los pozos que se refieren precisamente a las limpiezas pues son adecuadas para la continuidad del desarrollo de extracción de esta asignación. En cuanto al aprovechamiento de gas, mencioné que actualmente tiene un 99% reportado y los mecanismos de producción de hidrocarburos pues incluso tienen una flexibilidad operativa puesto que no solo pueden mandar la producción a Bellota. En caso de requerirse, pudieran hacerlo hasta una batería alterna que es la de Mora-Cárdenas. Pues básicamente ese es el resumen sobre Chipilín y yo quedo atento a cualquier duda o comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo una inquietud.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo confirmar con ustedes que el análisis económico en el dictamen en la parte de evaluación económica es hasta el límite económico, que ya nos dijeron es hasta el 2025. Pero en la resolución el periodo que se contempla de inversiones es solo hasta el 2021. Eso es correcto, ¿verdad? Es decir, solo confirmarlo. En el calendario que traen de inversiones, de actividades, solo abarca hasta el 2021.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.-
Con su permiso Comisionados. Sí es correcto, lo que pasa que para hacerlo comparable se lleva la inversión a 2021, pero si se está considerando el abandono hasta el 2025.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor abogado Joshua.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias. De hecho, es correcta la apreciación Comisionado ya que el análisis y las autorizaciones se realizan a Petróleos Mexicanos hasta la vigencia del Título de Asignación. Por eso es que la resolución ponemos el año 2021. Sin embargo, el proyecto es rentable aun considerando el abandono. El abandono conforme al Título de Asignación lo debe de realizar sin perjuicio de que se dé por terminado el Título de Asignación en su caso. Es decir, el propio título en su vigencia establece que la actividad de abandono subsiste a la vigencia del Título de Asignación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo, solo confirmar, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Si, Comisionado Acosta por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias doctora. Tengo una duda en relación con la resolución. En la página cuatro se dice que el monto de inversión que propone PEP es de 7.42 millones de dólares. ¿Sí? Y luego en el siguiente, luego se sigue diciendo que el plan original contemplaba una inversión de 2015 a 2021 de 7.1 millones de dólares. O sea, según esta redacción sube de 7.1 a 7.42, pero ahí mismo dice que hay un incremento del 103%. Parece que no coincide pues el incremento que se está planteando con la cifra que viene contenida en el punto dos del considerando cuarto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo creo que debemos revisar la resolución porque el aprobado era de 7.1 millones de dólares.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ah, ok.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ese es el punto de partida. Ejercieron actividad, las reparaciones mayores y básicamente agotaron ese monto. El total fue de 7.03. Ahí con las actividades realizadas se gastaron los 7 millones de dólares y la modificación son 10.5, que incluye toda la actividad adicional. Si eso no está redactado así, lo cambiamos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, porque no está redactado así. Dice, "toda vez que el monto de inversiones que propone PEP en cantidad de 7.42 millones de dólares representa una variación superior al 103%". Efectivamente yo creo que esta cifra está incorrecta. Entonces nada más para hacer la...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Hacemos la modificación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- La modificación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Ah, a ver, sí, creo que hay aclaración. Por favor.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.- Es que la inversión como está a 2021 sí son esos 7.42 millones. La inversión a 2025 son 10.5 millones, pero para hacer el comparativo se hace a 2021 que era lo que estaba en Ronda 0. Entonces esos 103% es el equivalente a esos 7.42 que se está poniendo en la resolución y sería 143% el equivalente a los 10.5 millones a 2025.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo que pasa es que está enredado la forma en que se ha explicado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, es que de la pura redacción pareciera que el monto original son 7.1 y que el monto que estamos aprobando es 7.4 y ahí dice que hay un incremento en 103% en el presupuesto, cosa que no resulta lógico. Entonces quizá haya que hacer la aclaración correspondiente. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que pasa es que lo que tenían considerado era 7.1 millones de dólares, pero ya erogaron 7.03. O sea, ya casi erogaron el 100%. Pero van a seguir erogando por 7.42. Entonces el plan ya al final va a ser 7.42 más 7.1.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Eso es lo que hay que aclarar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es lo que hay que explicar bien. Y eso representa el 103% del plan original.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Del plan original, pero no queda tan claro en la redacción. Lo corregimos Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- O sea, sí, nada más hay que agregar que son adicionales a los 7.1.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Del plan original. Y luego separamos la redacción para hablar del nuevo.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces se aclara en la resolución.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- En la resolución.

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota Comisionados para hacer el ajuste correspondiente a la resolución.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Pido al Secretario dé lectura la propuesta de acuerdo y someto, por favor.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.54.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.

ACUERDO CNH.E.54.001/18

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, 7, fracción III, y 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, el Secretario dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Me presento el plan de modificación, perdón, la modificación del Plan de Desarrollo del campo Nejo. En la primera lámina se puede ver la historia de este campo. El título se otorgó a Pemex en agosto del 2014 con una vigencia de 20 años. El campo es operado por Iberoamericana al amparo de un CIEP que tiene firmado con Pemex. El factor de recuperación actual es de 54.2 y ahorita en el desarrollo de la ponencia nuestro cuál es la expectativa del campo Nejo. Adelante por favor.

En la relación cronológica esta solicitud de modificación al Plan de Desarrollo fue ingresado en abril del presente año. Se hizo la prevención en el mismo mes, se atendió en mayo. En junio la CNH declaró la suficiencia de información y en julio se llamó a comparecencia. Posterior a esto, Pemex ingresó durante los meses de julio y septiembre diferentes alcances de información.

El objetivo es extraer las reservas 3P de las formaciones Anáhuac y Frío Marino, equivalente a un volumen de 88.11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para alcanzar un factor mencionaba que es de 54% y la expectativa es llegar a 84.5% en el gas natural. Recuperar en el período 2018-2033 un volumen de 321.7 miles de millones de pies cúbicos de gas y 11.2 millones de condensado a través de realizar las actividades siguientes: 104 reparaciones de pozos, 399 reparaciones mayores, una estación de recolección y un gasolinoducto, para lo cual se prevé un gasto de operación de 1,307.7 millones de dólares en el mismo período. La asignación está localizada en el Golfo de México en el Estado de Tamaulipas. Geológicamente es de la Cuenca de Burgos y cuenta con un área de 127.02 km² y actualmente opera con 185 pozos. Planicie costera del Golfo de México, es de municipio de San Fernando en Tamaulipas. Lo que quiero destacar es que es parte de Burgos pues, porque conocemos la condición de extracción de Burgos y son 185 pozos produciendo, entonces es una cantidad importante.

En cuanto las generalidades, las dos formaciones de las que vamos a hablar son del Terciario Anáhuac y Frío Marino. Ahí se muestran las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profundidades cima para Anáhuac es 933 metros verticales y Frío Marino del orden de los 1,845 metros. Los kilómetros cuadrados es 8 km² para Anáhuac y 9.2 km² para Frío Marino. La profundidad promedio ya las mencionamos. Los pozos perforados sobre todo en Frío Marino son 374. La densidad del condensado es de 40 a 50 y en el caso de Frío Marino de 53 grados API. Y pues tiene una permeabilidad importante Anáhuac de 6.7 mD.

Veamos el caso de las reservas. Se pretende recuperar un volumen de 321.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que representa más del volumen de la reserva actualmente certificada y 11.2 millones de barriles de condensado al año 2032. Me explico. Si tomamos en cuenta la tabla del lado derecho y sumáramos solamente las reservas 3P de gas natural de Lindero, Nejo GS y Nejo G y C – o sea, 55 más 12 más 233 – nos da un total de 301.6 miles de millones de pies cúbico, que es la reserva que se tiene probada. Pero la propuesta de modificación de este Plan de Desarrollo incluye actividad que va a permitir recuperar 321.7 miles de millones. O sea, un poco más de lo que actualmente está aprobado. Por lo tanto, se hace la nota de que el volumen total a recuperar de gas y condensados debe verse reflejado en el próximo proceso de certificación de reservas. Entonces aquí no es que esté mezclando los momentos, pero como las reservas certificadas son las que están en la tabla del lado derecho y la actividad que se propone pretende recuperar un poco más, lo correcto es que en el próximo proceso de certificación se haga esa corrección y yo lo que traigo a la mesa es la actividad por 321 miles de millones de pies cúbicos.

La justificación de la modificación del plan es que con base en los incisos del artículo 40, fracción segunda, de los Lineamientos de Planes, se deberá presentar una modificación cuando existan modificaciones en alcance del plan. cuando el avance y estado en que se encuentran los yacimientos presentan un cambio en su estrategia de extracción, que ocurre en este caso; por el avance en las operaciones y el cambio en la cuantificación de reservas, que también va a ocurrir; y que exista variación del monto de inversión total y ahorita platicamos también el tema de inversiones que es interesante en este caso de Nejo. El plan aprobado en la tabla que está en pantalla tenía previsto 72 perforaciones,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

40 reparaciones mayores y una inversión de 368.37 millones de dólares, considerando además un gasto de operación de 106.6.

Ha ejecutado hasta mediados del presente año nueve perforaciones y ha hecho 73 mayores, más de las que estaban previstas. Primera aclaración. Estas 33 adicionales fueron aprobadas al amparo del oficio 260.448/2017, emitido en julio del 2017. Y las inversiones son del orden de los 147 hasta mediados de este año y el gasto de operación de 703. Por ejecutar entonces quedan pendientes 63 de este plan aprobado originalmente, quedan pendientes de 72 solo se han ejecutado 9, entonces quedan pendiente 63. Y las inversiones previstas aún serían del orden de los 106.7 millones de dólares. El plan propuesto incluye las 63 que no se ha realizado más 41 perforaciones que se tienen previstas y se incluyen 399 reparaciones mayores. Además, para manejar la producción que se espera con toda esta actividad, se requiere hacer una estación más y un ducto y las inversiones ya están ahora al amparo de un Contrato de Servicios Integrales para la Extracción actualizado con el convenio número 12 de fecha 22 de diciembre y mencioné al inicio que es con Iberoamericana. Entonces Iberoamericana es la que hace las inversiones y por eso solamente se presentan ahora como gastos de operación de 1,307.7 millones de dólares.

Para dar cumplimiento al artículo 44, se presentan tres alternativas y si me permiten las leo de abajo hacia arriba. La alternativa 3 es la reserva probada no desarrollada y se consideran 31 pozos. La alternativa 2 sería la misma reserva probada no desarrollada, pero considerando 26 pozos para extraer la reserva probable. Y la alternativa 1 es lo mismo de las dos anteriores más 47 pozos para abarcar la reserva posible. Entonces pusimos aquí en una nube de puntos en amarillo todo lo que son la aprobada no desarrollada, en color azul dónde están los pozos que irían hacia la reserva probable y en puntos rojos lo que iría a la reserva posible. Hay algunos puntitos blancos, pero esos son las peras de la imagen. Realmente los pozos son los que pusimos en esta distribución.

Obviamente la mejor alternativa pues es la que considera abarcar hasta la reserva posible y eso considera 104 perforaciones, 399 reparaciones mayores, la construcción de la estación y un gasolinoducto y bueno, la producción de condensados pues alcanzaría los 11.2 millones de barriles y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la de gas 321.7 miles de millones de pies cúbicos. En ambas alternativas se consideró mantener los sistemas artificiales y los gastos de operación son los que están mostrados ahí por la condición que mencionaba de que el asignatario no ejerce inversiones sobre las actividades a realizar en la asignación, únicamente eroga costos de operación que incluyen el pago total de los servicios ejecutados por el contratista y la tarifa de logística por el tema del CIEP. La alternativa que tiene los mejores indicadores antes y después de impuesto pues es la alternativa 1. Adelante por favor.

Entonces en la gráfica mostrada en pantalla se muestran las tres alternativas. La 1 es la que está completamente achurada y luego vienen dos líneas que sería la alternativa 2 y cómo se vería la alternativa 3. Y ya mencioné que la alternativa 1 pues pretende ir sobre los 321.7 miles de millones de pies cúbicos de gas que corresponden a la 3P y lo correspondiente para el tema de condensados, que alcanzaría pues hasta del orden – como se puede ver – de los 7,000 barriles por día en su pico más alto.

La alternativa seleccionada representa la mayor recuperación de hidrocarburos y beneficios económicos. Puesto que se mantiene y optimiza la producción base del campo, se continuará con los sistemas artificiales de producción que es la tubería capilar, el bombeo neumático y la válvula motora para la optimización en la producción de gas y la recuperación de condensados. Se utilizarán técnicas para la creación de canales conductivos. Se utiliza el fracturamiento para parte de estas actividades-y se realizará la construcción de una estación de recolección y un gasolinoducto en la zona norte del campo. Veíamos la parte en el esquema que está alejado la parte norte del campo y es donde se realizará una buena parte de la actividad de perforación de pozos.

¿Cómo se prevén las actividades en el cronograma? Inicé mencionando que este Plan, esta modificación al Plan ingresó en abril del presente año. En ese momento se consideraban realizar en este año 56 perforaciones y sus correspondientes terminaciones, 85 mayores, la estación y los ductos. Obviamente en este proceso de revisión, y que hubo incluso comparecencias para complementar la información, pues llegamos hasta este mes, por lo que preguntamos qué tanto es viable hacer esta actividad prevista con los meses que solo quedan y la respuesta es que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

podrían hacer hasta 11 perforaciones más o menos en lo que resta del año y se tiene previsto la actualización del cronograma que se está mostrando en los 10 días hábiles posteriores a la aprobación de este Plan de Desarrollo. Pero bueno, tienen los permisos, están listos para iniciar, tienen las peras, las ubicaciones.

El perfil de producción de gas se muestra en la lámina que está en pantalla. Este sería el inicio del plan propuesto. En el pico máximo se alcanzarían del orden de los 180 millones de pies cúbicos por día. Se puede ver el comparativo con Ronda 0, pues desde un inicio quedó, de los pocos casos que quedó por arriba de origen con respecto a Ronda 0. No es algo muy común. Y se puede ver al final el límite económico del plan aprobado y actualmente el límite económico del plan propuesto sería tres años más hasta el 2032 y la vigencia de la asignación es hasta el 2034.

De manera similar para el tema de condensados, se hace un comparativo histórico y del plan propuesto, el cual incrementaría en el 2020 hasta los 7,000 barriles por días de condensado y de igual manera el límite económico del plan aprobado pues llegaría hasta el 2029 y el límite económico del plan propuesto hasta el 2032.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Tenemos alguna idea de la composición de los condensados?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahorita lo revisamos y le damos respuesta. La que sigue por favor. Aquí hacemos siempre un comparativo en la parte de recuperación final. He mencionado que esto es más atractivo e interesante cuando no hay un antecedente. En este caso pues ya hay un 54% actual de recuperación del campo Nejo, sin embargo, la propuesta pretende alcanzar el 84.5% y podemos ver algunos comparativos que tengan producción de gas no asociado, que sea con recuperación primaria, en campos terrestres, arenisca, del Terciario y en un ambiente de depósito costero. Entonces en azul están algunos campos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

internacionales con estas características y del lado derecho en color verde están los campos nacionales y ese es más o menos. El promedio andaría del orden de 80% para campos con condiciones similares, entonces Nejo está un poco más arriba de la media incluso, ¿no? Adelante por favor.

Es un yacimiento, es un campo de gas natural. Perdón, es un yacimiento de gas no asociado, por lo cual no aplica las disposiciones de aprovechamiento de gas. Y en cuanto a los mecanismos de medición, esta es la etapa, esta es la parte como está operando actualmente el campo Nejo. Es muy sencillo. Estas tres plantas Nejo 1, Nejo 2 y Nejo 3 contienen los medidores ultrasónicos para el gas y están a las salidas de las plantas de acondicionamiento de estos tres. Hay una estación de recolección Nejo 4 que fluye hacia Nejo 3 y aquí están los puntos, la medición fiscal son estos puntos en la parte de gas. Y en la parte de condensado sería hasta la Central de Medición Km 19, que es donde está ubicado el Coriolis para la medición de condensados. Ese es el esquema con el que actualmente operan.

Entonces mencioné que se va a hacer una nueva estación de recolección y el ducto correspondiente – dale por favor a la siguiente – en la etapa dos que es prevista para el 2019 y aquí está la estación que menciono Nejo 5 y el ducto para el condensado. Entonces se mantiene el esquema de operación como está actualmente, solamente se incluye esta estación de recolección que va a fluir hacia Nejo 2, se mantienen los puntos de medición y aquí hay algo interesante. Se va a habilitar los medidores tipos Coriolis aquí en este Centro de Recolección Nejo para los condensados y que se pueda disponer de infraestructura para el despacho de autotanques. Esto ya estaba operando anteriormente, fue desactivado por un tema de seguridad y se construyó el ducto para mandar hacia la Central de Km 19. Sin embargo, ellos consideran que es una alternativa interesante tener esta salida al despacho, para despacho de autotanques y aquí obviamente se habilitaría una medición fiscal. Tendría todos los sistemas y la aprobación para poder tener punto de venta ahí si fuera una alternativa como hace tiempo funcionaba.

Geográficamente la Estación de Recolección de Gas Nejo 5 estaría en la parte norte de la asignación y es esta que muestro en pantalla y esta es la distancia de 9.5 km hacia la estación de recolección Nejo 2. Adelante por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

favor. Por ser Nejo y un Plan de Desarrollo que presenta dos etapas, pues se hace una verificación de los mecanismos y puntos de medición en la etapa uno que es como actualmente opera y en la etapa dos que es la propuesta y prevista para el 2019. Y se verifican todos los requisitos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos que no voy a leer, pero bueno, se muestran para puntualizar qué es lo que se tiene que verificar en cuanto los puntos de medición. Adelante.

Con respecto al Programa de Gastos de Operación, aquí no hablo de inversión sino de gastos de operación, mencionaba que se tienen previsto 1,307.72 millones de dólares distribuido entre la parte de la actividad de desarrollo que incluye la construcción de instalaciones, la perforación y terminación de pozos y la parte de la producción que es el ducto, la operación y mantenimiento de instalaciones e intervenciones a pozos. Adelante por favor.

Para dar cumplimiento a artículos 44 y 39, se revisa que la tecnología y el plan de producción permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. En ese sentido, la perforación de pozos desviados y el uso del fracturamiento en arenas muy compactas son adecuadas para el yacimiento del campo Nejo que – reiteró – está en el área de Burgos. Con respecto al aprovechamiento de gas natural, por ser una formación productora de gas natural no asociado, pues no son aplicables las disposiciones de aprovechamiento de gas natural. Sin embargo, el asignatario contempla o plantea la comercialización del 100% del gas producido.

Con respecto al desarrollo del conocimiento del potencial, aquí la toma de información, los estudios a los pozos a perforar contribuyen al conocimiento del yacimiento Nejo, el cual tendrá como resultado pues acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la asignación. El factor de recuperación se propone incrementar de 54.2% a 84.5%. Con respecto a promover el desarrollo de las actividades, mostraba anteriormente que se tiene prevista la perforación de 104 pozos de los pendientes más lo nuevo que está proponiendo y casi 400 reparaciones mayores para promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Solo dos recomendaciones. Como se mostró, hay presencia de un acuífero en la zona norte del campo, por lo que es importante administrar los ritmos de producción de los pozos a perforar en esa zona y monitorear el comportamiento para evitar que sean cerrados por problemas de agua. Y para la obtención de gastos en los pozos que se perforan dentro del campo se requiere la creación de canales conductivos en la terminación de los mismos, por lo cuanto es importante tener cuidado pues con los disparos para evitar problemas de arenamientos. Serían dos recomendaciones muy sencillas técnicamente. Por mi parte ese es el resumen del campo Nejo y quedo atento cualquier comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro Mena. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que tenían pendiente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, la respuesta a la pregunta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- La composición del condensado como tal no la tenemos, solamente tenemos que van variaciones de 45 grados API hasta 63 por los PVT que se han tomado y tienen viscosidades del orden de 0.13 a 0.18 centipoise. La que sí tenemos la composición son del gas, tanto del gas seco como del gas húmedo. Principalmente en el gas seco 91% es metano, en el otro es 80%.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, yo quiero empezar comentando que una buena parte del valor económico de este campo Nejo es los condensados. Actualmente traen pues ya una recuperación importante de 11.2 millones de barriles. Son de alto grado API, son bastante buen precio, ¿no? Son casi gasolinas por decirlo así. No son gasolinas, pero en ese sentido. La primera pregunta que tengo es los gastos de operación que ustedes ponen en el análisis económico obviamente y ya están considerando todos los pagos a Iberoamericana, ¿verdad? Sí, ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto así es. La otra cosa que llama la atención es que hay una coincidencia y espero que sea eso. El campo está asignado hasta 2034, así está la asignación. Y resulta que la operación llega hasta 2033, ¿no? Es una coincidencia muy afortunada o el Plan lo hicieron para que pudieran extraer los hidrocarburos antes de que terminara la asignación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, lo podemos ver por dos cosas, ¿no? Si lo viéramos por la reserva al día de hoy certificada es menor porque tenían menor actividad. Esta propuesta de plan lo que están extendiendo es tener más actividad que les da hasta el límite económico que lleva en este caso en el consorcio que tiene Pemex con el operador, al límite económico. Podríamos decir que es una coincidencia, pero se puede también presuponer de que lo llevaron hasta esa actividad en ese año. El chiste es de que ellos sí tienen contemplada la reserva 3P y tienen más actividad de lo que tenemos certificado al día de hoy. Obviamente en el transcurso del tiempo si van a tener o van a recalcular más reserva que pudieran incorporar pues se podría ir extendiendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Toda esta área de explotación es de gas, un yacimiento de gas. El campo Nejo es como atípico porque tiene alto porcentaje de condensados. Hay varios yacimientos involucrados como lo comentaron en la presentación. ¿Hay yacimientos que cuando se gráfica en el diagrama de fases estén por arriba de la cricondenterma?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si quiere le explico cómo están las distribuciones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A ver, en otras palabras. ¿Hay posibilidad de condensación retrógrada en los yacimientos en alguno de ellos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Tendré que ver la gráfica de cricondenbar, así como cricondenterma.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque bueno, eso es muy importante para pues maximizar el factor de recuperación de condensados. Lo que hemos visto aquí es que, pues se va a llevar un factor de recuperación muy alto en gas, pero ¿qué pasa con los condensados? Bueno, mientras que lo buscan eso. Se comenta que hay un acuífero activo en la parte norte y algo que no se visualiza en ninguna parte de la presentación porque no está considerado es algún procedimiento de recuperación secundaria o mejorada, que tendría que ver con otra pregunta, ¿no? Si hay posibilidad de condensación retrógrada en algún yacimiento, deberíamos evitar no caer abajo de la presión de entrar a la zona de condensación retrógrada para evitar la pérdida condensados.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Hasta donde yo recuerdo, no tienen previsto todavía un proyecto de recuperación secundaria, pero a lo mejor sí sería una muy buena recomendación en función de la primera pregunta.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y más que nada podría entender si un proyecto de recuperación secundaria o mejorada tendría que ir más adelante del 2034, lo cual a lo mejor al operador no le convendría, ¿no? Invertir para después entregar la asignación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, contestando la pregunta de las envolventes, tenemos tres envolventes ahí características. Si vemos la presión inicial del yacimiento, uno estaba en 180.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La temperatura es lo importante que no pase arriba a la cricondenterma. Si está arriba de la cricondenterma no hay problema, pero si esta abajo de la cricondenterma vamos a entrar a la zona de condensación retrógrada.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Esas son preguntas de escuela.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es que las tenemos en diferentes unidades también.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En yacimientos de gas que tienen condensados, siempre es bien importante verificar el que no se entra en la zona de condensación retrógrada y generalmente lo que se hace es se reinyecta el gas. Se produce gas, se quitan los condensados, se vuelve a reinyectar ese gas de tal forma que se va haciendo de alguna forma una recuperación de los condensados en el yacimiento y no se deja que entre la zona de condensación retrógrada. Es una práctica internacional.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, sobre todo cuando ve uno el histórico de 4,000 barriles ahorita y que puede alcanzar los 7,000 barriles por día, pues es uno de los campos que no lo verifiqué, pero estoy seguro que es el número uno en producción de condensados hoy día.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, sí parece como de escuela, pero es súper importante porque esto representa muchos millones de dólares.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mientras hacen los cálculos, yo tengo unas preguntas.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Siendo de que todo el plan está sustentado en un volumen de reserva determinado, ustedes verificaron que la reserva que están calculando 3P sí sea congruente que pueda llegar a ser mayor de la que ya tienen certificada?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí, en la anterior.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Mira, si me ayudas con...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa. O sea, en mi punto es finalmente el mayor desarrollo que se va a tener. El mayor desarrollo, o sea, yo quería la laminita en donde están los pozos que pusieron posibles y creo que es antes, es al principio. Es una lámina donde están los pozos alternativos de desarrollo que le llaman.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa. O sea, si nosotros vemos el desarrollo que van a tener en este plan modificado, se basa en las reservas finalmente probables y posibles, ¿no? Que está básicamente en la parte norte. Nosotros tenemos unas reservas posibles, cuando menos no sé si las probables también sean menores, pero las posibles son menores a las que se están calculando en este plan. Todo lo que se va a hacer se basa en un cierto volumen de reservas. ¿No? Entonces mi pregunta es que si ustedes, dentro de lo que revisaron, revisaron la parte del incremento de reservas que sea congruente, porque si el volumen de inicio que se supone que van a obtener no es el que se supone que se está manejando, pues todo lo que van a hacer pues no tendría caso, ¿no? Sobre todo, en la parte norte. Entonces mi punto es que, si en este volumen sí les dieron cuando menos ni en el dictamen ni en la presentación tenemos ni siquiera un mapa estructural, un mapa geológico. No se tiene nada geológico, ¿no? Se tiene puros de instalaciones y de... pero infraestructura. Pero mi punto aquí es que pues el yacimiento aparentemente está bien focalizado en esa parte. Aquí no sé qué pase y después aquí va a hacer el desarrollo, ¿no? El desarrollo que están proponiendo sobre unas reservas que aparentemente son mayores de las que ya tenemos nosotros certificadas. Mi punto es cómo sustentaron ese volumen.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Si, bueno, buenos días. Se revisó el volumen estimado a producir por cada pozo contemplado y se corroboró con la Dirección General de Reservas para la cuantificación del volumen de reservas 3P certificado al 1 de enero del 2018. Se tenían ya 73 pozos que tenían para cada tipo de reserva. Estos volúmenes se corroboraron con eso que ya está certificado y se hizo del cálculo del volumen adicional que se está contemplando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obtener y pozo a pozo no hubo una variación que estuviera fuera del rango.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si me estoy explicando bien en mi pregunta. O sea, aquí no hay pozos según lo que yo entiendo. ¿O sí, ya hay pozos?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Actualmente ya hay pozos. Ese diagrama está mostrando los pozos a perforar, pero actualmente ya hay algunos pozos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y por qué son posibles y probables si ya hay pozos?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Algunos fueron exploratorios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, de todos modos, deberían ser probados.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Y dos de desarrollo. Entonces varios pozos de los que se encuentran contemplados a perforar en esa zona no están todavía en la reserva certificada, por eso es que están marcados como...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, exactamente esa es mi pregunta. O sea, yo supongo y ahí va mi pregunta otra vez, es de que los pozos de la zona norte yo supongo que si son reserva posible y probable es porque no están perforados en este momento. Si ya hubieran estado perforados, desde mi punto de vista deberían de ser probadas ¿SÍ? Entonces mi punto es cómo avalaron el volumen que se tiene, supongo que aquí hay una estructura. ¿Cómo avalaron hasta acá el volumen en la parte norte? O sea, digamos siendo que todo se basa, o sea, toda esta modificación se basa en un desarrollo hacia la parte norte. Esa es mi, yo pensé que iba a ser más fácil que la otra.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si existe una interpretación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Interpretaciones del operador donde sí tienen la distribución. De hecho, un poquito lo que vemos en la parte sur los puntitos blancos son las peras y asociado también a las peras a una distancia pues del espaciamiento también tiene probadas y probables. Entonces probable y posible. Y si ven los puntitos amarillos también tenemos PND. En la parte norte sí tenemos perforaciones, de hecho, si ven los puntitos blancos son donde teníamos las peras. Si le das más, si le das para el zoom, dos sucesos puntitos blancos no son pozos, sino son las peras. Entonces por ejemplo ahí de esa pera ya salieron pozos que fueron perforados y también si vemos en la parte sur todas las partes blancas son pozos que ya fueron perforados y aun así en la clasificación se tuvo probable y posible y eso es lo que ya tenemos al día de hoy también certificado con este espaciamiento. Entonces pues al final de cuentas tenemos una distribución por la propia interpretación que tiene el operador de cómo está esa reserva. O sea, no corresponde una interpretación como si fuera un tipo homogéneo. O sea, no es de que este aquí todo ya estudiado y se tenga probable. Si vemos el espaciamiento que tienen por ahí en las peras, son menos de un espaciamiento. Por ejemplo, puntitos rojos con los amarillos que es la PND, de los azules, están cercanos a las peras donde ya fueron productores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, sí revisaron.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, y revisamos pozo por pozo con lo que se tiene al día de hoy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y de hecho nada más para complementar la respuesta doctora. La variación de lo que se tiene certificado en 3P es 302 casi miles de millones. La variación esperada es solamente del 6.8% para llegar al 321. Entonces es un afine digamos, pero obviamente pues sí se revisa pozo a pozo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Regresando, perdonen, nada más para dar respuesta. Sí está en envoltente en cuestión de la temperatura. ¿Por qué? Porque el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimiento tiene una temperatura que oscila entre los 90 y los 150 grados y si está, está alrededor de 110 donde está entrando ya al envoltente con una presión de 337 kilos. Sí tenemos condensación retrógrada.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tenemos condensación retrógrada.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y sí está dentro del envoltente. Ya también depende qué zona tenemos de los yacimientos que estamos exponiendo, porque hay un poquito que están un poquito arriba pero sí llegan a entrada de dos fases.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahorita regreso a ese punto, nada más tengo otro y voy a hacer una propuesta. Lo que se observa es que el plan aprobado que traíamos de 2015 a 2029 traía erogaciones por inversión y gastos de operación de 475 millones de dólares. El ejecutado a 2018, o sea 2015 a 2029, 475. El ejecutado a 2018, o sea 11 años antes, ya trae 850. O sea, eso quiere decir 1.8 veces más lo que habían planteado. A mí me parece que tal y como está el planteamiento deberíamos de también dentro de las conclusiones plantear alguna o dentro de las recomendaciones de que tiene que haber un seguimiento muy puntual hacia todo lo que son los gastos de inversión y de operación. Están planteando ahora 1,307 millones. Ya no hay inversión, porque la inversión la hace Iberoamericana, pero son 1,307. Si esos números cambian y llegan a tener estas fluctuaciones de más de 1.8, el proyecto puede irse a valores que no son rentables económicamente. Entonces hay que tener mucho cuidado con eso.

Y regresando a lo anterior, al punto de la pérdida de condensados en el yacimiento por entrar a la parte de la condensación retrógrada, yo planteo dar mi voto en favor a lo que traen en este momento, pero que se haga un análisis, que se haga un análisis de qué proyectos de recuperación secundaria o mejorada podrían llevarse a efecto de tal forma de tener la menor pérdida posible. El que tengan pérdida de condensados no es problema, el problema es qué tan rentable o no lo es el poder recuperarlo. En otras palabras, no es que tienen que sacar todos los hidrocarburos y si entran a la zona de condensación retrógrada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tampoco es problema. El problema es qué significa eso en la maximización de la rentabilidad del proyecto.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entra bastante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Está viendo la envolvente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me quiero ir al comentario del doctor Néstor. Si es esas características del condensado, lo más probable es que sean gasolinas naturales. Entonces estamos hablando que entre el 40% y 45% de los ingresos van a venir de los condensados. Entonces sí es muy relevante de que los condensados bajen en la proporción que sale. Entonces yo creo que es muy importante hacer esa anotación, porque uno lo ve ahí, así como que muy chiquito, pero no es. Es el 40% de los ingresos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En el pico máximo 7,000 barriles por día es parte de lo que sostiene el proyecto en el año 2019-2020.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, también hubo alguna situación que me llamó la atención. Hablan que el 2029 es el límite de condensados. ¿No? Pero el proyecto llega a 2031. Realmente el proyecto no se manejan conectados por un lado y el gas por otro lado, pero así lo tienen planteado en una lámina que 2029 es el límite de condensados. ¿Por qué lo plantearon así?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si le pones la lámina, es esta. Lo que pasa es que no se alcanza a ver, es muy pequeño. Ahí, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero sigue produciendo, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. De hecho, sí hay un dato que llega hasta aquí, pero no se alcanza a ver porque es ya muy pequeño.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, es que, ah sí, es ese. Pero ese ese es el límite económico del plan aprobado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ese es el plan aprobado que se tenía. El límite económico sigue ahí. Si, yo también es un efecto de que ya no se ve porque es un valor muy pequeño, pero sí están los condensados hasta el límite ya de la propuesta coincidentemente con el gas, sí, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias doctora. Bueno, adicional a las consideraciones técnicas que aquí han manifestado los Comisionados, yo quisiera hacer algunos comentarios globales en relación con el proyecto que estamos viendo y el cual pertenece a mi ponencia. Miren, en primero me gustaría destacar que Petróleos Mexicanos con este proyecto pues está concentrándose más en áreas que conoce más y en donde tiene mayor expertise, que es en el área terrestre junto con las áreas someras. Pero adicionalmente a esto, también lo está haciendo a través de un esquema interesante que es la inversión no por a través del presupuesto de Petróleos Mexicanos sino de un inversionista privado. No a través del esquema del tipo de contratos que nosotros convocamos, es decir no a través de una migración o como se conoce un *farm out*, sino a través de un contrato que la propia Reforma Energética previó su confirmación que son los CIEP. Es decir, un contrato de servicios a través de un particular que permite financiar el proyecto con la propia producción que se genere a través de la extracción en este caso de gas y de condensados. Entonces ese dato es interesante.

Además, el proyecto, pues como ya lo vimos, trae consigo por lo menos para efectos de proyecciones un incremento en la producción, un incremento en las reservas, un incremento importante en el factor de recuperación. ¿Sí? Y esto lo hace pues un proyecto interesante. Yo también subrayaría lo que comentó aquí el Comisionado Martínez en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sentido de que debemos de intensificar el seguimiento a las inversiones que se están haciendo a través de los Planes de Desarrollo que maneja Pemex, en este caso Pemex Exploración y Producción, porque como hemos visto en los últimos proyectos que hemos aprobado de modificación de Planes de Extracción, estamos viendo inversiones muy por encima de las que están aprobadas en los proyectos originales. Es decir, que por mucho se ha satisfecho o se ha cumplido el supuesto que establece que deben de presentar sus proyectos de modificación cuando vayan más allá del 15% programado.

En este caso, bueno, hay aquí un planteamiento de modificación de esquema presupuestal porque se cambia de la inversión a operación por este esquema de CIEP, pero yo creo que sí es importante que los proyectos a través de la Unidad correspondiente aquí en la Comisión tengan un seguimiento específico y puntual para efecto de que no nos lleguen aquí y nos demos cuenta hasta que estamos aprobando el plan de modificación, la modificación del plan con variaciones muy, muy importantes como la que estamos viendo en este caso. Entonces bueno, yo nada más quería hacer mención pues a lo que significa el proyecto como tal que es la concentración de Pemex con inversión privada en la concentración de áreas en las que tiene mayor conocimiento y que el proyecto plantea una mejor proyección de resultados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo me quedé con una pregunta. ¿Quién es el operador al final de cuentas? ¿Iberoamericana? Yo creo que debe ser Pemex, pero bueno.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Bueno, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU AROJO.- Bueno, materialmente el operador es Iberoamericana, materialmente. Sin embargo, la naturaleza jurídica que tiene Iberoamericana en el contrato es un prestador de servicios a través del contrato que menciona el Comisionado Acosta. El operador petrolero como tal es Petróleos Mexicanos de conformidad con nuestra normativa aplicable.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. Por lo tanto, yo creo que en el antecedente tenemos que corregir que el campo es operado por Iberoamericana.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU AROJO.- Exacto. En la presentación se menciona que el operador es Iberoamericana dicho materialmente, coloquialmente. El operador formalmente es Petróleos Mexicanos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Formalmente, así es.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y aquí nada más agregar que a través de contratos de servicios no se puede designar a un operador. O sea, Pemex tiene que ser siempre el operador cosa que es aquí el caso. Pero como lo mencionan, materialmente quien lo está operando es esta compañía Iberoamericana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, abogado. Perdón.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que tenemos que ser muy claros, el operador es Pemex, el que toma las decisiones es Pemex. Iberoamericana le vende servicios nada más, entonces el decir una cosa es formal y otra cosa es real no es cierto. O sea, formal y realmente Pemex es el operador. Si no entramos en un debate medio raro ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Claro. Yo creo que únicamente para contextualizar todo, el operador es Petróleos Mexicanos. Hay un Contrato Integral que es el CIEP, que es un Contrato de Servicios con Iberoamericana de Servicios; que el pago es por los servicios que presta, el pago que realiza Pemex es a Iberoamericana de Servicios por ese Contrato de Servicios y que el pago en este tipo de contratos va en razón de maximizar la producción, pero el pago es en efectivo por servicios. ¿No? Entonces está nada más como decir no es un contrato de los de la Reforma Energética en cuanto a licencia o producción compartida o utilidad, sino es un Contrato de Servicios como dice el Comisionado Acosta convalidado por uno de los transitorios de la Ley de Hidrocarburos que ya venían trabajándose desde hace antes, pero es un Contrato de Servicios que se paga en efectivo con base en la producción, en las metas de producción por llamarlo de alguna forma.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Por lo tanto, yo creo que sí es necesario corregir el antecedente, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correcto, perdón. De hecho, en el dictamen sí establece que el operador petrolero es Petróleos Mexicanos. Yo creo que es un tema de la presentación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De presentación, ok.

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota de los comentarios recibidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretario, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Con mucho gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera, vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción tercera y 44, fracción segunda de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción segunda, inciso f, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la asignación A-0234-M-Campo Nejo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Someto a consideración de los miembros. ¿Perdón?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, pero creo que hay que agregar los comentarios que hicimos, ¿no? Que se van a considerar esos comentarios en la resolución.

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Si, incorporamos los comentarios técnicos para que se incluyan en la resolución y en el dictamen técnico correspondiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto, desde luego.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para que cuando votemos se incluya.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.54.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.

ACUERDO CNH.E.54.002/18

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, 7, fracción III, y 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A10/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY



En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, el Secretario 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- El tema siguiente es una modificación este es a un Plan de Evaluación del campo La Laja. En la relatoría solamente me voy a situar a la mitad de la lámina donde en junio del presente año Oleum solicita a esta Comisión la modificación del Plan de Evaluación. En julio se envía la prevención de información, la cual es atendida en el mes de agosto y durante los meses de agosto y septiembre se presentaron diversos alcances de la información. Esto básicamente pronósticos y algunas aclaraciones sobre las pruebas de producción que adelante mencionaré.

Características generales del área contractual 10 La Laja. Se encuentra en el Estado de Veracruz, Municipio de Ozuluama. Tiene 10.2 km² como área contractual, una vigencia de 25 años en un Contrato de Licencia con la contratista Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. En la profundidad media tanto para la exploración y extracción no tiene restricción y el tipo de hidrocarburo es aceite de 26 grados API. La Laja se encuentra a 40 km aproximadamente de la Ciudad de Tampico, Tamaulipas, en la cuenca de Tampico Misantla. Cuenta con seis pozos perforados, de los cuales cuatro están cerrados con posibilidades y dos taponados.

El objetivo del Plan de Evaluación es incrementar el conocimiento del área contractual mediante la adquisición de información en las dos formaciones que muestro en la tabla del lado derecho que es Palma Real Inferior, cuya profundidad de su cima es 649 metros verticales y la formación Tamaulipas Inferior que esa se encuentra hasta los 2,471 metros verticales en su cima. Con la información obtenida se podrán diseñar un Plan de Desarrollo para la recuperación de las reservas existentes. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo se contempla la perforación de un pozo, 10 reparaciones menores, adquisición, reprocesado e interpretación de sísmica 3D y la actualización de un modelo estático y de su modelo dinámico. La modificación propuesta contempla una erogación de 6.93 millones de dólares. Y en el mapa se pueden ver los pozos taponados y los que están cerrados por el momento en color de rojo.

El comparativo del Programa Mínimo de Trabajo consideraba en el plan aprobado original la perforación de un pozo, su modelo estático, su actualización del dinámico y adquisición y procesamiento sísmico por 10.2 km². No ha realizado actividad. De hecho, siempre se analiza la causa. En este caso no se tuvo el SASISOPA hasta enero de este año, entonces no pudieron hacer la perforación del pozo. Y en la modificación esas 4,000 unidades de trabajo se proponen a través de la realización de 10 reparaciones menores, se mantiene la perforación del pozo, se mantiene la actualización de los modelos estático y dinámico y la sísmica por 20 km² para un total de 8,800 unidades cuando debiera de cumplir 8,600. Entonces está un poco arriba de su compromiso. Adelante.

Las inversiones del programa original eran de 5,993,982. Sí han habido erogaciones sobre todo en la parte del análisis y la interpretación sísmica 3D por 1,331,294 y actividad que ya ha concluido, ahorita lo vemos en el cronograma. Y la propuesta de inversiones de esta modificación es por 6,932,000 dólares, donde lo más importante pues es la perforación y terminación del pozo que representa el 45%, las reparaciones menores están en el rubro de pruebas de producción 26% y el procesado e interpretación sísmica en el 20% del apartado de geofísica. Adelante.

Este es el cronograma donde está la actividad. Mencionaba de que la adquisición sísmica sí inició en estos meses. Entonces el reporte que tenemos es que ya fue concluida la adquisición, están en la parte de procesado e interpretación sísmica. Se puede ver en esta parte lo que le llaman equipamiento de pozos, que son las pruebas de producción: seis meses en total, dos aquí y luego seis más. Y en el inter va a haber pruebas de presión por dos meses y bueno, luego está la parte de modelado, caracterización, etc. La perforación del pozo se prevé realizar a inicios del siguiente año en enero y su terminación en el mes de febrero. La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualización como siempre será 10 días posterior a la aprobación para tener las fechas más realistas en su cronograma de actividades.

Este es el volumen a recuperar. En este caso, como son pruebas se muestra de la siguiente manera. Esos son los pozos en los que se va a hacer, se van a realizar las pruebas: La Laja-1B, 6A, 8 y 9 y estos son los ocho meses. La producción de cada pozo va a oscilar entre los 12 a 26 barriles solamente y este es el volumen acumulado por mes por pozo. Entonces aquí se puede ver el total de los cuatro pozos por mes y el total del período de ocho meses sería de 14,072 barriles. ¿Cómo se va a manejar los barriles? Bueno, a la salida del pozo se va a rentar separación trifásica, ahí se va a tener una medición. Se va a tener la infraestructura necesaria para ser trasladado a través de carrotanques hasta una batería de separación que se encuentra a 30 km que se llama San Diego y ahí es donde se va a llevar a cabo la medición fiscal para efectos de la venta de este aceite.

En el tema de gas, de igual manera están los ocho meses, están los mismos pozos y estos son los volúmenes en millones de pies cúbico por mes que en total representa 7.4 del total del periodo a evaluar. Y aunque se analizaron alternativas porque así se le solicitó en algunas de las reuniones que se tuvo para el aprovechamiento del gas, pues todas resultaron con indicadores negativos, al menos en este periodo que incluso está seccionado en dos y luego seis meses. Por lo cuanto, se prevé la incineración controlada del gas natural asociado producido derivado de las pruebas de producción de pozos conforme al artículo 6, fracción tercera de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. Adelante por favor.

Entonces para las actividades de este Plan de Evaluación, se incluye la perforación, las pruebas y evaluación y estudios que permitirán evaluar el área contractual. Se presentó la ubicación del pozo en este caso a perforar, el programa preliminar de perforación, el detallado de costos, la propuesta de duración del periodo adicional de evaluación y el programa de ejecución de las actividades.

Las actividades físicas dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. La toma de información durante las pruebas de presión y producción de los pozos servirán para la actualización de los modelos tanto el estático



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como el dinámico y se prevé tramitar los permisos o autorizaciones necesarias para llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural que derive de estas pruebas de producción. Básicamente ese es el resumen de la modificación del Plan de Evaluación campo La Laja.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me gustaría si pudieran referirse un poquito a los tiempos. O sea, el día 25 de agosto del 2016 se firma el contrato. El 16 de diciembre del 2016 el Plan de Evaluación. ¿Dónde estamos? Ah, OK. Entonces presenta, aquí está, el 2016, diciembre del 2016 se presenta el Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación se aprueba hasta mayo, no, julio del 2017. Se presenta un periodo adicional de evaluación a solicitud de ellos y estamos hablando de siete meses más tarde. Entonces ese plan se va a aprobar hasta junio del 2018 que está muy bien, son dos meses nada más. Luego en una solicitud de modificación de junio del 2018, que hasta ahorita la estamos aprobando. Entonces cuando vemos nosotros esto sí está como que hay demasiados altos en el camino. O sea, yo no sé qué tanto hayan hecho de lo que se les autorizó en el 2017. Entonces cómo podemos nosotros ver el Plan de Evaluación que se aprobó en julio del 2017 y ahorita más de un año más tarde estamos aprobando un pedido adicional. Entonces ustedes hicieron un comentario de que se habían tardado mucho en ASEA. Pero cuando hablamos de mucho, ¿qué es mucho?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, para hacer toda la tramitación. Se aprueba como bien dice ahí en 2017. A partir de ahí tenían que contar con los permisos para hacer las actividades. El principal en ese sentido es por ejemplo el SASISOPA para que puedan entrar a hacer actividades al campo. Ellos lo tienen autorizado hasta el 29 de enero del 2018. Entonces todo lo que fue entre la primera aprobación y el 29 de enero de 2018 no tenían con el sistema, con lo cual no pudieron hacer operaciones dentro del campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más aquí. ¿Se tiene la fecha cuándo solicitaron ellos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. El ingreso fue el 31 de marzo de 2017 y se autorizó el 29 de enero del 2018. Esa fue en la solicitud de autorización para el programa de implementación. Por lo que hace a los seguros, hay un tema que son el control de pozos que tienen que tener seguros antes de operar. Ese se ingresó el 27 de abril de este año y el registro se fue al 31 de mayo y tiene una vigencia del 6 de marzo del 2018 al 6 de marzo del 2019. Entonces básicamente son los seguros que tardó, sobre todo el SASISOPA, un año para hacer actividades. No podía tener actividades. Ahora, ¿por qué se ve como un año ellos? Se aprueba el 2017, de ahí tenían que ejercer las actividades correspondientes para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo. Al no cumplir con las unidades, porque no tenían actividad, piden un periodo adicional. Ese periodo adicional los obliga a tener 4,000 unidades adicionales o el equivalente a un pozo y ahí es donde piden la autorización del periodo adicional y presentan la extensión de este plan donde se comprometen el pago de las 4,000 unidades que as están contemplando con las reparaciones. Entonces ahí es donde tenemos esos loops de tiempo.

Ahora también en la misma información tuvimos cuatro alcances de información. Esos cuatro alcances de información porque venía la información deficiente, lo cual no contemplaba sobre todo las pruebas de alcance extendido. ¿Por qué? Porque estábamos salvaguardando la destrucción controlada qué términos iba a tener. Al principio no teníamos los plazos de la duración de las pruebas, los objetivos, los volúmenes que se iban a producir. Al final ya llegamos, ya hubo un discretizado donde tenemos a nivel de pozo y los volúmenes propuestos por cada pozo. Si vemos al final la incineración está en términos de 7 millones en todos los meses que tendríamos, se componen de dos periodos. Un periodo que son dos meses de prueba continua, de ahí se van a hacer paros paulatinos para generar pruebas de incremento durante otros dos meses y de ahí un restante hasta la fecha que sería hasta julio por pruebas de producción continúa otra vez. Como no cuenta con infraestructura, todo se deriva a tanques a boca de pozos. De estos tanques van a recolectar los carros tanques y de ahí derivan a la batería o donde se va a recuperar el hidrocarburo por Pemex donde es la enajenación del hidrocarburo. Entonces por eso también los alcances de información fue para precisar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

eso. En lo anterior era porque no se tenía los seguros por parte del contratista.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero los alcances de información... perdón, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Son relativamente cortos. O sea, 16.08 a 21.08, 02.09 a 26.09. A mí lo que me preocupa más es lo otro que dijiste que el paso anterior se ha tardado un año en el SASISOPA.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, desde el 31 de marzo del 2017 hasta la aprobación que fue en enero 29 del 1018.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estás hablando de 10 meses. Entonces en realidad aquí sería interesante ver por qué, porque estas cosas no se nos pueden presentar. Si es un problema de comunicación, si ellos no entregaron a tiempo, si no operaron a tiempo, o sea, ¿qué pasó ahí? Porque perdimos un año y el costo de un año de producción en un campo de estos puede ser muy importante. Entonces no sé si valdría la pena, así como una notita dentro de la aprobación decir y esto implica vamos a hacer un estudio de los tiempos y por qué se dio el tiempo sobre todo en el SASISOPA, porque el SASISOPA es 10 meses y nosotros no tenemos la información de eso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que la parte del Plan de Evaluación se vuelve muy importante porque un nuevo operador toma control de un campo viejo. Y ese es el caso de todos los 1.3, la licitación tres de la Ronda 1. Este es uno de los casos yo creo que finales porque ya llevamos bastantes que traen esta problemática. Entonces se firma el contrato, pero no pueden empezar a hacer actividades que les permitan caracterizar el yacimiento para después traernos el Plan de Extracción. Ya se comentó aquí los tiempos que ha requerido cumplir con ciertos criterios regulatorios que hay que disminuirlos, ¿no? De alguna forma,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay que evitar, disminuirlos. Se ha comentado en todos estos casos que el contrato pues si hubo un retraso por fuerza les obliga a los operadores a que inviertan más para que les demos una extensión en el Plan de Evaluación que son 4,000 unidades de trabajo equivalentes a un pozo, perforar un pozo adicional o hacer actividades adicionales. Este, e igual que todos los que hemos pasado, cumplen con el criterio del contrato y mi comentario como siempre lo he hecho es que ojalá ahora que ya tienen la posibilidad de hacer las actividades pudieran acelerarlas. Acelerarlas para traer, porque tienen "hasta" un año, ¿no? En el programa adicional. Tienen hasta un año para poder traer el Plan de Evaluación, pero es "hasta". O sea, el operador podría traerlo dentro de seis meses o dentro de ocho meses. En la medida que tenga un Plan de Extracción, es en la medida que van a poder maximizar el valor de sus activos tanto el operador como nosotros. Entonces bueno, entonces el comentario, yo me sumo a lo que dice el doctor Moreira, pero el comentario es general. O sea, no es para el caso del campo de La Laja, es en general para todos y lo hemos venido puntualizando.

Fundamentalmente son dos comentarios: el que tenemos que revisar el cómo poder apoyar a nuestros socios los operadores para que puedan hacer las actividades en forma más eficiente, pero también el culminarlos a que puedan traer en la medida de lo posible porque requieren la caracterización, entonces si pueden adelantar caracterización y pueden de alguna forma tener el Plan de Extracción, pues aquí en la CNH buscaremos que en la medida que lleguen rápidamente puedan ser revisados para que puedan operarse. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora. De acuerdo en que tenemos que revisar los tiempos, eso está claro, tenemos ahí un área de oportunidad sin duda. Pero yo sí apuntaría que también están involucrados tiempo de otra autoridad reguladora que es la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. Y en ese sentido creo que no sería correcto, como lo apuntaba el doctor Moreira, incluir en la resolución algún pronunciamiento específico para este caso, con independencia de que ya lo dijo el doctor Martínez pues no es solamente el caso del campo La Laja sino en general la licitación tercera de la Ronda 1 ha significado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

digamos tiempos que se han extendido más allá de lo deseable. Entonces yo simplemente creo que deberíamos quedarnos con la recomendación al equipo interno de la Comisión de que veamos en dónde podemos apresurar los tiempos, no apresurarnos, sino simplemente acortar los tiempos, estar en constante coordinación con la ASEA pues para que esto no suceda más.

Y en relación a ello y a los tiempos ya pasaron, un comentario que yo hago es que en el Plan de Evaluación original se aprobaron una serie de actividades del Programa Mínimo de Trabajo y otras que eran actividades que el contratista denominó de etapa opcional. Y ahí venían cuatro actividades, no tiene caso leerlas. Mi comentario es que en esta nueva aprobación que en su caso estaríamos votando no se contemplan estas actividades de la etapa opcional, no se contemplan en la aprobación de la modificación. Y, aunque no se contemplan, se dice que no hubo modificaciones a estas actividades. Entonces uno entendería que estas actividades opcionales siguen siendo las mismas. Ahora, no obstante, ello, en la etapa opcional en la modificación que ahora nos ocupa se habla de dos reparaciones menores, pero en las actividades opcionales originales solamente se contemplaba una. Y luego se habla de 10 reparaciones menores como Programa Mínimo de Trabajo cuando pues claramente digamos ya no queda claro, ya no cuadra pues con lo que se aprobó originalmente versus lo que estaríamos aprobando.

De manera que yo quisiera simplemente pedir que se revisará muy bien lo que estaríamos aprobando y un poco lo dejó ver el doctor Moreira, porque no queda claro qué de lo que se les aprobó originalmente ya llevaron a cabo y en qué consiste la modificación que estaríamos aprobando. Es decir, hay dos reparaciones menores que antes no se incluían, solo se incluía una. Hay 10 reparaciones menores que ahora se incluye como Programa Mínimo de Trabajo, entonces ya no queda claro si estas 10 una es la que ya se les había aprobado como opcional o no. No sé si me explico. Es un tema nada más de darle consistencia a lo que se aprobó originalmente versus lo que estaríamos aprobando el día de hoy en su caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo agregando y creo que sí es conveniente también clarificar. Efectivamente creo que las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reparaciones mayores, la operación en campo quizá no podían hacerla por falta de esta autorización por parte de la ASEA. Sin embargo, hay una serie de actividades las cuales estaban en el plan inicial autorizado, las cuales no queda claro – así como lo comenta el Comisionado Pimentel – si las realizaron o no. O sea, ¿por qué no queda claro? Porque hay una tabla donde está lo del Programa Mínimo de Trabajo que dice que hay cero actividades en cuanto a la parte de acreditación. Es decir, no se acredita cuando no se han terminado. Sin embargo, en la parte de en lo que se refiere a la parte de inversión, o sea a la parte de actividad, sí hay actividades en la parte geología, geofísica, etc., lo cual parece ser que sí han tenido actividad y eso tiene que ver con supongo la adquisición y procesado sísmico, con el modelo estático y el modelo dinámico que tenían aparentemente como una actividad para desarrollar de inicio, ¿no?

Entonces como nos presentan una lámina y dice que es cero, o sea, posiblemente no estén terminados, no sé, y no están acreditadas. Pero por otro lado hay una inversión que sí está supongo que para esa. Entonces no queda claro si ya se hicieron o no se hicieron, porque igual el cronograma cuando menos que está en el dictamen, dice que ya hubieran terminado la parte de adquisición y procesados sísmico, así como algunos modelos. ¿No? Entonces, digo, sí está un poco confuso en cuanto a la parte lo que ya se hizo y lo que faltaría por hacer. Un poco es que sí ha habido actividades, ¿no? En conclusión. Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay un párrafo dentro de la resolución que dice que cabe destacar que a la fecha el contratista no ha acreditado las unidades aprobadas en el plan vigente. O sea, porque no ha terminado, ¿no? Pero sin embargo ha erogado 1,331,294.22 en los rubros de adquisición sísmica 3D, estudios geológicos regionales, administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y en la gestión de seguridad, salud y medio ambiente del presupuesto que se tiene aprobado. O sí lo ha erogado, pero no aparece.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces aparentemente saldría que es cero, pero sí lo ha hecho.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no es cero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No es cero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, nada más nosotros lo que hacemos es verificamos con UATAC si tiene erogado cierto monto y qué actividades han sido o no acreditadas. Y efectivamente, el tema de adquisición sísmica que son actividades que sí pueden iniciar las iniciaron de acuerdo a su cronograma y hasta donde estoy enterado ya habían concluido al menos la adquisición y estaban en el proceso y sí han erogado pues. Pero lo ponemos que quede así de claro.

Y efectivamente con el tema de las reparaciones menores, lo que ocurre es que en su primer plan el aprobado cuidan, a veces nada más se limitan a que cumplan con lo que debe de comprometerse sin meter de más. Y en la etapa ahorita de la modificación propuesta, como tenían ese compromiso de 4,000 unidades más, entonces meten las 10 actividades. Nada más me aseguraré de que no estén consideradas las que hicieron o cómo están considerando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, digo, si quieren para precisar en términos de las reparaciones, si vemos el histórico nada más iban con un pozo, entonces ese pozo casi cumplía el PMT que se tenía de origen. La anterior si quieres ponerla, ahí. Solamente se tenía esa, las actualizaciones de los modelos y con eso se daba la base que tenían por contrato. Al día de hoy, ¿qué es lo que van a hacer? Van a hacer ese pozo y las 10 reparaciones. ¿Cómo se desglosan esas reparaciones? Recordemos que él tiene cuatro pozos, bueno, tres pozos que tiene con posibilidad más el que perfora y entonces estaría él instalando equipo hidráulico tipo jet en cuatro pozos que son ya cuatro reparaciones. Tendríamos cambio total del árbol de válvulas, serían las otras cuatro, y estimulación matricial ácida de los que tienen posibilidades. Ahí se componen las 10. Entonces este programa tiene más actividades del que teníamos de origen, ya está retomando pozos de los existentes. El anterior solamente tenía como base pues el pozo que se iba a perforar es ahí donde se discretiza y ahí los objetivos pues son reactivar pozos que tenían posibilidades más el que están perforando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Si, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El programa de producción que tienen ahí en la parte de inversión es 1 millón, más de 1 millón de dólares en pruebas de producción, ¿esas cuándo las van a realizar? Ahí, pruebas de producción, número cuatro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Puedes poner la otra por favor. Estamos viendo al inicio estarían en septiembre. Obviamente ese calendario se tiene que actualizar. Ellos en el programa tenían iniciar en septiembre y luego lo que les comentaba. Un inicio de dos meses de prueba de alcance extendido, después estaríamos teniendo pruebas de incremento-decremento para restauración de presión y se volvería otra vez con la de alcance extendido. Obviamente este cronograma se tiene que actualizar a la fecha, pero ellos estaban pensando que después de la aprobación al segundo mes. Entonces ahorita tendrían que esto ajustarlo en términos de los 10 días que tienen para ajustar el calendario. Pero aquí estaban contempladas, son esos dos rubros.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces sería hasta diciembre el inicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tendrán que ajustarlo. Posiblemente lo podrían hacer antes, porque ellos contemplaban hacer algunas actividades. Si vemos lo que tenían en la adquisición sísmica que ya se terminó, el procesamiento que están todavía y estos estudios que estaban a la par. Entonces aquí tenían un margen de dos meses, sin embargo, con el ajuste podrían empezar pues a finales de mes o de noviembre. Ya depende del contratista cómo readecúe el cronograma presentado y a la fecha ya cuenta con los permisos. Entonces ya no tendría problema para hacer las actividades.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Y estas 10 reparaciones menores que ahora forman parte del Programa Mínimo están aquí previstas en este cronograma?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Esas 10 reparaciones menores están dentro del equipamiento de pozos en la actividad de pruebas de producción, porque son las reparaciones que van a realizar a los cuatro pozos a reactivar.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, ¿ahí están las 10 pruebas de septiembre a octubre de este año con la actualización que corresponde?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- O sea, son cuatro pruebas cada una al respectivo pozo y la instalación de los sistemas y el cambio total de árbol de válvulas, esa el contratista las está manejando la inversión y el cronograma en el equipamiento de pozos de las pruebas de producción.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por eso, en esos dos meses.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario con respecto a las reparaciones de pozos. Hay cuatro que van a tener instalación de equipo de bombeo hidráulico, cuatro cambio total de árbol de válvulas y dos de estimulación matricial ácida. Es una tabla que tienen ahí que es la tabla cinco y creo por favor que hagan un cambio ahí- Dice que la estimulación matricial ácida tiene como un objetivo, no voy a leer todo el párrafo, pero dice con el propósito de mejorar el daño de formación. Entonces por favor cambien en lugar de mejorar el daño de formación, eliminar el daño a la formación. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Sí, está correcto. Muy bien, ¿algún otro comentario Comisionados? ¿No? Yo creo que, bueno, en este caso también sería nada más clarificar dentro de la resolución, dictamen y resolución, lo que hemos comentado. ¿No?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Consideramos los comentarios vertidos en la sesión para hacer los ajustes correspondientes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? Ok. Entonces Secretario, nos podría dar lectura al acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.54.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A10/2016.

ACUERDO CNH.E.54.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V., en relación con el citado contrato.

Después de la adopción del Acuerdo, se hicieron algunos comentarios:

“COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Antes de que se vaya el equipo de la Unidad, yo quisiera agradecerle el trabajo de estos tres proyectos que nos presentaron hoy, no solamente a la Unidad de Extracción que trae mucha información, muchos datos, es demasiada pues la información que nos presentan, las preguntas que se hacen son muy directas, muy técnicas y muy precisas. Y bueno, en términos generales las contestan de forma satisfactoria. Igual a los equipos también de jurídico y el área económica pues gracias por la presentación tan profesional de los temas el día de hoy.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, muchas gracias por favor a todos los participantes. Gracias.”

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la Segunda y Tercera licitaciones de la Ronda 3 y de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad de Contratación de Actividades de Exploración y Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Álvarez, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados, muy buenos días. Con relación a las licitaciones que se encuentran vigentes, reporto a ustedes los informes al día de hoy. Con relación a la licitación CNH-R03-L02/2018,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

relativa a la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en 37 a contractuales terrestres, hago de su conocimiento que actualmente nos encontramos en la etapa de acceso al cuarto de datos y me voy directo al día de hoy se han autorizado a 20 empresas a inscribirse a la licitación, de las cuales 15 de ellas ya se encuentran inscritas en la licitación. Esta información ya se encuentra disponible en la página Rondas México www.rondasmexico.gob.mx, información actualizada al día de hoy. Con relación a la licitación... perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Hay algunas empresas nuevas que no hayan participado en licitaciones anteriores?

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí, sí hay empresas nuevas que no han participado en licitaciones anteriores. Tenemos si quieren que se las mencione de las compañías que no han participado en otras licitaciones tenemos a la empresa 13 de las empresas que se encuentran ya inscritas. La empresa que está con el número 13 Southerngeo México no ha participado en licitaciones. Básicamente todas las demás. Ah, perdón.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- La actualizaron yo creo porque...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es esa.

DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES, LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ.- Es de las ya inscritas. De las ya inscritas la número 13.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- La número 13 es de las empresas en la 3.2 que no ha participado en otras licitaciones. Es la primera ocasión que se inscribe a esta licitación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tenemos 15, pero en la anterior tenías más.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, en la anterior son 20 que ya están autorizadas para inscribirse, de las cuales 15 ya se encuentran inscritas. Las otras cinco que todavía no se inscriben, tienen hasta el 8 de enero del 2018 para inscribirse a la licitación. Todavía tienen tiempo para inscribirse a la licitación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y tienes más en el paso anterior?

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, ha habido en el paso anterior traemos un número de 25 empresas interesadas que han formulado preguntas, algunas solicitudes o han venido a visitar el cuarto de datos y todavía no adquieren una licencia. Pero traemos en global 25 empresas interesadas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Nos puedes recordar de qué licitación se trata, la 3.2?

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Esta es la 3.2 de áreas contractuales terrestres convencionales, son 37 áreas contractuales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 37 áreas, ok.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahora bien, con relación a la licitación CNH-R03-L03/2018 para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en 9 áreas contractuales terrestres convencionales y no convencionales, aquí tenemos que han mostrado interés nueve compañías. Han acreditado el cuarto de datos cinco de ocho compañías que ya tienen una licencia. Empresas que ya se autorizaron para inscribirse a la licitación son seis empresas, entre que traemos que tienen licencia o quieren ser no operadores. Aquí sí, con relación al reporte del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mes pasado, les puedo comentar que la empresa Shell solicitó recientemente la autorización para inscribirse a la licitación y tenemos al día de hoy dos empresas inscritas en la licitación de esas seis que ya están autorizadas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Aquí, perdón. Trafigura no había participado.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En esta ocasión, exactamente, Trafigura no había participado y está buscando participar como no operador.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo vi una más en la otra lista.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es Cobra que ya participó a través de Iberoamericana de Hidrocarburos. Es del mismo grupo, nada más que está utilizando a su casa matriz para participar.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Secretario.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Me falta la de siete asociaciones, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, perfecto. Perdón.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No, no, no doctora. Con relación a la licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018, relativa a Contratos de Licencia en 7 áreas contractuales terrestres para un socio para Petróleos Mexicanos, informo a ustedes que han mostrado interés 15 compañías. Empresas que han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos son 8. Empresas que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

han autorizado para inscribirse a la licitación son 10 compañías, entre empresas que tienen ser operadores y operadores, de las cuales 9 ya se encuentran inscritas en la licitación. También en esta licitación les puedo comentar que recientemente la empresa PetroBal solicitó autorización de inscribirse y ya se inscribió a la licitación. Entonces de 10, 9 empresas ya inscritas a la licitación. ¿Perdón?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y empresas nuevas?

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- ¿Nuevas? Aquí prácticamente Frontera, no, esa ya participó, Galem. Igual, es la misma que está en la 3.2 la que está en el número 8 de las empresas inscritas es la primera vez que participa en la licitación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Frontera sí ya participó. ¿Ya había participado Frontera?

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí, es del grupo de Pacific Rubiales, nada más que se transformó, cambio de denominación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Nada más quisiera pedirle al titular de la unidad si nos puede mencionar nuevamente cada una de las licitaciones solo el dato del número de empresas inscritas.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto. Sí. En la 3.2 empresas inscritas al día de hoy traemos 15 compañías. En la 3.3 inscritas tenemos dos compañías inscritas y en la de 7 asociaciones tenemos nueve compañías.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien, muchas gracias.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Siguiendo la pregunta aquí del Comisionado Acosta. A este tiempo en licitaciones previas, ¿cómo se veía con respecto al resultado final? O sea, ¿ya para digamos estas distancias de tiempo ya había las que iban a estar o todavía entraban otras más?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Básicamente a estas alturas ya estaba más o menos el universo de las que iban a participar, nada más que ahorita considerando que movimos el calendario como que muchas compañías están acercándose al Centro todavía para verificar información o ya tienen una licencia y están analizando la información. De hecho, lo que si les puedo compartir es que sí ha habido mucha actividad en cuanto a solicitudes de aclaración de las compañías en los tres procesos, de dudas que tienen del contrato, de los temas para acreditar las capacidades y en el caso de 7 asociaciones del Acuerdo de Operación Conjunta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Quizás nada más anotar que estamos todavía a cuatro meses de realizar, prácticamente cuatro meses de realizar la licitación. Entonces yo creo que todavía hay un periodo suficiente pues para que se manifieste más interés en relación con esas, que la 3.2 me parece que ya lleva una buena cifra de empresas. Igual las asociaciones.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Igual las asociaciones porque tenemos 10 autorizadas y 9 ya se inscribieron.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, perfecto. ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Quizás el último. A ver, recalcar que las licitaciones no están suspendidas. ¿Sí? Si, se hizo un diferimiento, pero hoy las licitaciones, la Ronda no está suspendida.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- 14 de febrero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIONES DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 14 de febrero y repito que hemos seguido atendiendo solicitudes de aclaración o de inscripción o de acceso al cuarto de datos. O sea, la licitación sigue su curso normal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto, muy bien. ¿Algo más? Por favor Secretario.”

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

ACUERDO CNH.E.54.004/18

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de los Informes sobre los avances de la Segunda y Tercera licitaciones de la Ronda 3 y de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 10:57 horas del día 9 de octubre de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.


La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretartio designado para esta sesión.

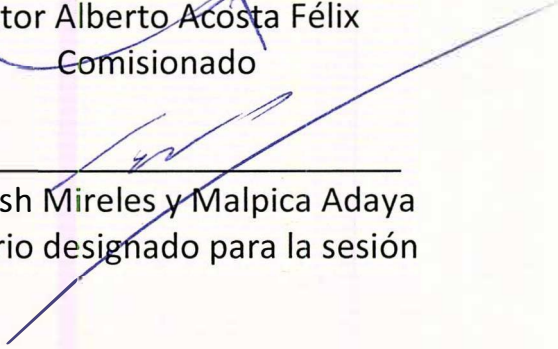

Alma América Porres Luna
Comisionada


Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario designado para la sesión