



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:19 horas del día 21 de agosto 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, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Séptima 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 oficios número 220.0759/2018, de fecha 20 de agosto 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 cesión del control corporativo y de gestión de Perseus Tajón, S.A. de C.V., respecto del contrato CNH-R01-L03-A23/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por CMM Calibrador, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A3/2015.
- II.3 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-0203-2M-Campo Maloob.
- II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye a la Unidad Técnica de Exploración, para que, por conducto de la Dirección General de Dictámenes de Exploración, lleve a cabo la ratificación de los descubrimientos que sean notificados por los asignatarios, conforme a lo previsto en los títulos de asignación para realizar actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Evaluación de la acreditación del Compromiso Mínimo de Trabajo de exploración, de 5 asignaciones.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del control corporativo y de gestión de Perseus Tajón, S.A. de C.V., respecto del contrato CNH-R01-L03-A23/2015.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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

"TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva, muy buenos días Comisionada y Comisionados. El punto que pondremos a su consideración consiste, como ya lo dijo la Secretaria Ejecutiva, en la autorización de la cesión del control corporativo y de gestión de uno de nuestros contratistas. En este caso, como podrán ver en la lámina, se trata de un contrato derivado de la tercera licitación de la Ronda 1, cuyo contratista es Perseus Tajón, S.A. de C.V. La fecha efectiva de este contrato que fue la fecha en que se firmó fue el 10 de mayo del 2016 y corresponde al área contractual número 23 llamada Campo Tajón. Como ya lo mencionamos, el contratista es Perseus Tajón, S.A. de C.V., pero el ganador, es decir quien participó en el proceso licitatorio, fue Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. Es un contrato que corresponde a la modalidad licencia con una vigencia de 25 años. Esos serían los datos generales de este contrato.

Como antecedentes a este acto que se propone, bueno, como ya lo mencioné el 10 de mayo del 2016 fue el día de la fecha efectiva. Fue el día en que se firmó el contrato por Perseus Tajón, S.A. de C.V. con la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Perseus Tajón fue un vehículo especial que se creó por parte del licitante ganador tal como lo establecen nuestras Bases de Licitación. Posteriormente, en fecha reciente (es el 6 de julio del 2018), el contratista solicitó a esta Comisión la autorización que estamos sometiendo ante este Órgano de Gobierno para ceder el control corporativo y de gestión a favor de Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. El 19 de julio del 2018 se previno al contratista por diversos aspectos de la documentación que entregó y finalmente el 3 de agosto de 2018 la Secretaría de Energía le notificó a la CNH su opinión favorable para la autorización de la cesión tal como lo prevé la normativa aplicable.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora, para llevar a cabo este acto hay que apegarse a cierta normativa aplicable. En este caso, como el marco legal y contractual aplicable, tenemos en primera instancia el artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos, que es el que establece a grandes rasgos el procedimiento que se tiene que seguir. Posteriormente tenemos a los lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Este es un lineamiento administrativo expedido por esta Comisión que establece igualmente el procedimiento que se tiene que seguir de una forma más detallada en sus artículos 5, 6, 7 y 10. Y finalmente tenemos el marco contractual, que es decir las cláusulas específicas del contrato al que nos referimos en primera instancia, que establecen la forma en que se tiene que llevar a cabo esta cesión.

Ahora, estamos hablando de control corporativo y de gestión. Este es un concepto que la Comisión ya definió en su marco normativo aplicable y lo definimos tanto en los lineamientos, en el artículo 2, fracción 10 de estos lineamientos que mencioné en la lámina anterior, como en el mismo contrato en su cláusula 1.1. Entonces estos lineamientos, este concepto de control tiene, para que se actualice se da a través de tres supuestos distintos. El primero de ellos es la capacidad para imponer decisiones en las asambleas generales de accionistas o nombrar a la mayoría de los administradores, que será el supuesto que nos atañe en este acto. Y después tenemos otros dos supuestos que se podrían actualizar. El primero referente a digamos al capital social, a la tenencia de capital social, y el segundo a la posibilidad de dirigir la administración o estrategia del contratista.

Ahora, en cuanto a la estructura del contratista, esta es la estructura actual que tiene al día de hoy y en donde se puede ver que el accionista que tiene el control corporativo y de gestión de la compañía es Perseus Exploración Terrestre. Adicionalmente tiene otros tres accionistas, entre los que destaca Compañía Petrolera Perseus, que es a quien se le pretende ceder este control corporativo y de gestión. Es el potencial cesionario. Algo relevante que habría que mencionar en este punto es que Compañía Petrolera Perseus fue el licitante que participó en el proceso en primera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instancia y esto es relevante porque esta compañía fue quien ya acreditó capacidades financieras, operativas y de ejecución y experiencia en el proceso licitatorio. En ese sentido, esto tiene mucho que ver con el análisis que realizamos para ver si el potencial cesionario podía cumplir con los requisitos normativos que tenemos. Y esto lo vamos a tocar más preciso en un par de láminas.

Ahora, esta – la que tenemos en pantalla ahora – es la propuesta del contratista, es decir, cómo quedaría su estructura de capital una vez que en su caso se apruebe esta cesión. Vemos en la lámina que tenemos a Compañía Petrolera Perseus como quien asume el control corporativo y de gestión en detrimento de Perseus Exploración Terrestre, quien deja de ser accionista del contrato y los otros dos accionistas que traíamos o que traemos actualmente pues se quedan dentro de la estructura. Entonces esta sería la estructura que quedaría, que resultaría a este movimiento.

Ahora, pues sabemos que el objetivo de este tipo de cesiones es asegurar que quien asuma el control tenga las capacidades, ya sean técnicas, financieras y de ejecución, necesarias para cumplir con las obligaciones derivadas del contrato. Ese es el principal objetivo que tenemos al llevar a cabo este análisis. En ese sentido, se realizó un análisis muy detallado y conforme a la normativa aplicable para ver si Compañía Petrolera Perseus, quien es el potencial cesionario como le dijimos anteriormente, cuenta con estos requisitos para poder llevar a cabo estas obligaciones derivadas del contrato. Y para ello, analizamos el marco normativo aplicable que ya mencionamos. En concreto, fueron estos puntos los que fuimos analizando uno por uno.

En cuanto a los datos generales del contrato, pues simplemente validamos que se cumpliera con lo establecido en el formato 1 de los lineamientos que se mencionaron. En la acreditación de procedencia lícita de recursos y capacidades financieras, técnicas, operativas del potencial cesionario, pues se presentó la constancia de precalificación. Esto como le dije anteriormente ya se había presentado en la etapa licitatoria y simplemente validamos que esta situación continuara vigente mediante una manifestación del contratista en donde nos dijo esto bajo protesta de decir verdad. La declaración de continuación de actividades igualmente fue una declaración del representante legal bajo protesta de decir verdad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al acta constitutiva y la documentación que acredite las facultades del representante legal, pues se presentaron documentos públicos, es decir, escrituras públicas en donde constaban estas dos situaciones. La descripción de la estructura del capital social, pues se presentó un escrito señalando esta estructura. Y finalmente la manifestación bajo protesta de decir verdad que no se encuentra en los supuestos previstos en el artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos, que es básicamente no tener adeudos con la Comisión resultantes de otros contratos, no haber sido declarado como no calificable para entrar en relaciones con el Gobierno Federal y una serie de situaciones que se detallan en dicho artículo 26 y pues tuvimos una declaración del representante legal bajo protesta de decir verdad para confirmar esta situación.

Finalmente, tras haber llevado este análisis, tras haber llevado a cabo este análisis y tomando en cuenta y repito y hago énfasis que el potencial cesionario fue quien precalificó en primer lugar y eso, como dije, nos facilitó mucho el análisis. Una vez que se cumplieron con estos requisitos normativos pues la Unidad Jurídica a través de la Dirección General de Contratos propone autorizar la cesión de control corporativo y de gestión de Perseus Tajón, S.A. de C.V. a favor de Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. en relación al contrato CNH-R01-L03-A23/2015. Esto a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados, doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Entiendo que en la estructura original el que tenía el control era la Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V. Es pregunta.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, ¿verdad? Cuando se da la primera sesión, el control se pasa a Perseus Exploración Terrestre y ahora nuevamente se vuelve a regresar a la Compañía Petrolera Perseus.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así es, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- También por ahí tengo alguna información de que hay una compañía que se llama Merlín Energy que en agosto de 2017 se incorporó como socio financiero. Eso fue un aviso que le dieron a la CNH. Pero después pues ya no aparece Merlín.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Qué paso ahí?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Merlín Energy, como bien comenta Comisionado, se integró a la estructura corporativa, pero el 1 de junio de 2018 Perseus Tajón, que es nuestro contratista, nos dio aviso que Merlín dejaba de ser accionista de la compañía. Entonces en ese momento fue que se desintegró de la estructura de capital social, que es la que se muestra una lámina antes de la que tenemos en pantalla y esa sería la estructura que tenemos hoy en día. Pero como bien lo comenta, esta situación cambió en junio del 2018 cuando Merlín se desincorporó de la estructura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. En la estructura original tenemos una empresa que se llamaba Máquinas Diesel. Ahí está, ¿no? Y en la estructura actual queda igual.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Se mantiene, se mantiene.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Se mantiene. ¿Cuál es el porcentaje de distribución que tienen? ¿Cómo quedarían en la estructura actual?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Como quedarían en la estructura accionara de aprobarse, con base en esta propuesta: Perseus Exploración y Producción detentaría el 94.99% de las acciones, Máquinas Diesel detentaría el 5% y Compañía Petrolera Perseus detentaría el 0.1%.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que es la que tiene el control.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Así es. Lo que es importante mencionar, y es uno de nuestros supuestos del concepto de control, es que no siempre el control se detenta a través de la estructura accionaria o de la tenencia de acciones. Nosotros definimos tres criterios en nuestros lineamientos y en nuestros contratos y cumpliendo con uno sólo de esos criterios puedes tener el control corporativo y de gestión. En este caso no estamos analizando el tema accionario, sino el tema de la toma de decisiones a través de los administradores. En este caso el potencial cesionario a quien le queremos transferir el control en esta ocasión tendría la capacidad de colocar tres de cinco administradores en el consejo y es por ello que tendría el control corporativo de gestión. Es decir, porque tendría la toma de decisiones digamos en sus manos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y un último comentario. Si uno entra a la página de la CNH y revisa a Perseus Tajón, la composición accionaria está la Compañía Petrolera Perseus e Interamericana de Navieros. Así es como está en la página web, entonces la solicitud es que por favor después de que se avale o que se ponga a consideración del Órgano de Gobierno este cambio, que automáticamente también se haga los cambios en la página web para que todo esté actualizado. Esta Interamericana de Navieros pues no la veo por ningún lugar, no está dentro, pero así está en la página web. Digo, yo sé que al interior lo tenemos bien controlado, pero creo que el público también necesita tener toda esa información actualizada.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- De acuerdo Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.47.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del control corporativo y de gestión de Perseus Tajón, S.A. de C.V. respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A23/2015.

ACUERDO CNH.E.47.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 15 fracción I y 31, fracción XI de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso g., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del control corporativo y de gestión de Perseus Tajón, S.A. de C.V. respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A23/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por CMM Calibrador, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A3/2015.

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

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias por tanta referencia. Con su venia Comisionados. Me presento el plan de modificación de evaluación del campo Calibrador. Adelante por favor.

En la cronología es importante señalar que en marzo del 2018 se presentó la solicitud del periodo adicional de evaluación, mismo que fue aprobado en abril del presente año y la solicitud de modificación del presente Plan de Evaluación fue presentado el 11 de mayo del 2018. Esta Comisión solicitó la prevención de información el 29 de ese mismo mes, la cual fue atendida el 20 de junio del 2018 y posteriormente a esto fueron ingresados tres alcances de información, sobre todo para aclarar el primer ingreso.

Con respecto a las características generales del campo Calibrador, este se encuentra ubicado en el Municipio de China, en el Estado de Nuevo León, y tiene 16.082 km². Es un Contrato de Licencia por 25 años a partir de la fecha efectiva que es el 10 de mayo del 2016. El contratista es CMM Calibrador, S.A. de C.V. No tiene restricciones en las profundidades medias para la exploración y la extracción y el tipo de hidrocarburo es gas seco. La formación productora es Paleoceno Midway y los campos colindantes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Duna, Mareógrafo. Actualmente tiene una producción a través de 11 pozos del orden de los 2.6 millones de pies cúbicos por día. Adelante por favor.

Con respecto a los objetivos del Plan de Evaluación, este busca determinar el potencial remanente de los yacimientos PM-17 y PM-9 del área contractual. ¿A qué me refiero? Del lado derecho hay una tabla donde se muestra el Terciario, donde está el Eoceno y el Paleoceno y las formaciones Wilcox, Midway y dentro de esta se encuentra el PM-9, que está entre los 2,500 más o menos metros verticales y es una de las áreas a evaluar y más abajo se encuentra la PM-17 que está cerca de los 2800-2900 metros y que es la arena productora. Entonces la parte verde es la que se va a evaluar e históricamente ya hubo producción ahí. En la actualidad, solamente los 2.6 millones solamente viene de la PM-17.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, se tiene previsto la empresa propone la perforación de dos pozos, 13 reparaciones menores, una mayor, 237 estudios de núcleos en las dos formaciones que mencionaba anteriormente y en los pozos, tomando los núcleos de los pozos que se van a perforar, pruebas de PVT, análisis de agua de formación y la actualización de sus modelos estático y dinámico. Toda esta modificación contempla una erogación de 12.4 millones de dólares. Del lado derecho se pueden ver los puntos, está un poco pequeño, lo señalo con el apuntador. Son las localizaciones propuestas de los dos pozos, serían en la parte sur del área esos dos puntitos oscuros. Adelante por favor.

Con respecto al comparativo del Programa Mínimo de Trabajo, del lado izquierdo está el original, del lado derecho la modificación propuesta. Puede observarse que se mantienen los dos pozos previstos para ser perforados y se incrementan notoriamente las reparaciones menores de 2 a 13. Se incluye una reparación mayor. Se incluye de 3 núcleos que se tenían previstos a 237, ahorita comento un poco más a detalle de esto. Los PVT de igual manera de 2 a 10. Se mantienen los análisis de agua que estaban previstos y la actualización de los modelos, que actualmente son unidades que ya han sido acreditadas.

Es importante señalar en este comparativo de unidades que el contratista debe de cumplir al menos con 13,200 unidades, esto ya considerando las originales, el incremento y el periodo adicional. Como ya le fueron acreditadas algunas unidades, le restan por acreditar 11,770 unidades de

trabajo. La propuesta de modificación considera 20,645, o sea, está muy por arriba aun previendo de que incrementó notoriamente sus estudios de núcleos y esto. Los 20,645 está por arriba de los 11,770 que tendría como obligación.

Con respecto a las inversiones, el programa original era de 8,380,404. A la fecha, el contratista ha erogado 233,231 dólares. Esto básicamente en sus modelos estático y dinámico. Y el nuevo programa de inversiones es por 12,440,137 dólares, donde la parte más importante pueden ver está catalogado dentro del concepto geología porque ahí se incluyen los análisis de agua, los núcleos y los modelos que mencionaba anteriormente. Más abajo se encuentra el monto de las reparaciones mayores y la perforación de pozos que está en esta parte. Entonces el promedio mencionaba que para llegar a estas formaciones se estima una profundidad de 2,800 a 2,900 metros verticales. El costo entonces sería de la perforación más o menos 4 millones de dólares entre perforación y terminación de pozos.

El cronograma para realizar esta actividad se muestra en pantalla. En la parte de abajo – voy a empezar de abajo hacia arriba – está la perforación y terminación de los pozos. Recuerden que una vez que se presenta a Órgano de Gobierno se solicita, una vez aprobado si fuera el caso, la actualización del cronograma. Estos cronogramas están mostrados tal y como los presenta el contratista y se lleva el periodo de análisis y hasta el día de hoy. Posteriormente a esto deben de hacer una actualización. Lo que quiero hacer énfasis es que están listos para iniciar la perforación, asimismo para las reparaciones menores y aquí se ven la programación para realizar tanto los análisis de agua como la actualización de su modelo dinámico y más arriba está el estático, así como la sísmica y los núcleos se van a hacer en dos etapas. Uno sería posterior a la perforación del primer pozo y el otro bloque de estudios sería posterior a la perforación del segundo pozo. Adelante por favor.

¿Qué se espera obtener con respecto a la producción de gas? La parte base está identificada con un rojo más oscuro y anda del orden de los 2.6 mencionaba millones de pies cúbicos. Y se ve primero el incremento de las reparaciones menores, es esta pequeña banda de color un poco más clara, no sé si se alcance a ver en pantalla. Pero inmediatamente está la zona rosa, donde se ve el incremento por los pozos, en este caso el pozo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Calibrador-100 de desarrollo y más adelante el pozo Calibrador-101 de desarrollo. Se puede observar la expectativa que se tiene en estos 12 meses, es que se alcancen producciones un poco más arriba de los 10.5 millones de pies cúbicos, lo que permitiría recuperar 1,324 millones de pies cúbicos asociados a las actividades de evaluación. Y como siempre revisamos, esta producción se mandaría a la Planta de Deshidratación Mareógrafo, donde existe medición de transferencia ultrasónica, a la salida de este ducto, y obviamente como es un yacimiento de gas seco pues se tiene previsto el aprovechamiento del mismo. Adelante por favor.

Con respecto al alcance mínimo de actividades, se presentaron para el cumplimiento del Plan de Evaluación las actividades de evaluación, incluyendo la perforación, prueba y evaluación, la ubicación de los dos pozos, los programas preliminares de perforación de los pozos propuestos, el estimado detallado de costos, la duración del periodo adicional, que en este caso los 12 meses, y el programa de ejecución de las actividades.

Resultado del análisis, consideramos que se da cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo – veíamos el detalle y las unidades de trabajo que están propuestas –, la perforación de los dos pozos, así como el complemento en la caracterización de los modelos estático y dinámico tanto para el yacimiento P-17 y el P-9. Permitirán determinar el potencial remanente de producción. Y como resultado de las actividades indicadas por el contratista, se tendrán los elementos suficientes para la presentación de un eventual Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual. Por mi parte ese sería el resumen y quedo atento a cualquier duda o aclaración. Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctora Alma América Porres, Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más tengo una pequeña duda en la tabla del Programa Mínimo de Trabajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ya está en pantalla.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? Aquí dice que en la modificación ya no van a hacer la interpretación sísmica 3D. O sea, en la modificación no sé si entiendo bien. O sea, está interpretación sísmica, aparentemente dice que estaba una interpretación y dice que ya no.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es que ya la realizaron, ya fue realizada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿ya lo acreditaron?

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, si me permiten nada más precisar. Lo que tenemos aquí que dice unidades de trabajo acreditadas son lo que ya ejecutó y lo que ya vino a pedir a la Comisión que se le fueran acreditadas. Al día de hoy tenemos que se han acreditado reparaciones menores, el modelo estático actualizado, el modelo dinámico, asimismo la interpretación sísmica. Al día de hoy tienen acreditado 1,430 unidades. Por eso, en este sentido, ya no aparece la interpretación sísmica dado que ya se ejecutó y ya también se acreditó.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces aquí van a hacer otro modelo actualizado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Correcto, actualizar tanto con el PM-9, con el PM-17. Por eso sí aparecen aquí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y aquí van a hacer.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Más reparaciones menores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 13 más 2, van a hacer 15 reparaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Al día de hoy con lo que tienen van a hacer 13 adicionales. Si los vemos entre el periodo más el base, serían 15 las que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hubieran ejecutado durante estos dos años. Y eso básicamente en las reparaciones menores son, porque recordemos que es gas, entonces tiene columna de líquidos y están implementando algunas acciones como válvulas motoras, tubería capilar, lanza barras, compresores a boca de pozo, para ver cuál de estas tecnologías son las que ayudan a que incremente la producción en los pozos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, sí. O sea, lo que pasa es que, si vamos dos láminas al programa de trabajo, dos láminas después Gustavo por favor. Ahí. La interpretación sísmica dice que la iban a hacer en agosto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? O sea, quiere decir que la hicieron antes de agosto, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, correcto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahí se nos fue ese dato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, esa y está acreditada. O sea, tendría que estar borrada, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Nada más también esa que tenemos ahí ellos no la están contemplando para la acreditación de las unidades en este periodo. Recordemos que ellos contemplan dos fases, ¿no? Todas las actividades que pueden ser susceptibles de acreditación las ponen en una tabla, que es lo que estamos presentando. Pero una vez eso ellos tienen actividades adicionales. Ellos también en ese periodo sí van a volver a hacer un análisis del modelo, pero no la están considerando para su acreditación, ahorita es lo que me están dando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ok.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Este es un caso más de compañías operadoras que vienen a pedirnos un cambio al Programa de Evaluación. ¿Cuál fue la razón por la cual no pudieron cumplir con el Plan de Evaluación que se había planteado? Que representa ahora pues un retraso de un año más, ¿no? Para tener un Plan de Extracción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Recordemos que el genérico en todos ha sido la actualización, principalmente me voy a referir al SASISOPA. El SASISOPA fue autorizado el 8 de diciembre del 2017. Entonces si vemos solamente pudo operar lo que es casi 2018, lo que terminó la parte de 2017 y lo que basó en las reparaciones menores. Ese es realmente el tiempo que tuvo de ejecución. SASISOPA sí no lo tenían no podían tener actividades físicas dentro del campo. Sí hizo actividades de gabinete, pero no podían hacer las que estaban precisas en el plan original. Por eso piden la extensión, para dar el cumplimiento sobre todo a la perforación de los pozos y obviamente están obligados a cumplir 4,000 unidades adicionales o las equivalentes a un pozo, que así se mandata en el contrato, y por eso se piden esta extensión, para dar cumplimiento. Al día de hoy ya cumplieron con el SASISOPA, entonces ya podrían estar empezando a ejecutar actividades.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces no pudieron cumplir con el Plan de Evaluación. De acuerdo con el contrato, tienen que sumarle 4,000 unidades de trabajo, que es el equivalente a un pozo. No lo suman, hacen otras actividades y eso es adecuado, legalmente es adecuado tal que la suma de todas las unidades de trabajo pues cumple, ¿no? Con lo adicional y todavía le sobra. La pregunta es: ¿en julio terminaron la perforación del primer pozo tal y como está ahí planteado en el diagrama de Gantt que estamos viendo?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, mencionaba que se muestra el cronograma con las fechas como lo ingresa el contratista, pero es hasta posterior a la aprobación. De hecho, queda registrado que tiene que presentar una actualización. Lo único que verificamos es que estén listos para iniciar la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividad. En este caso, la perforación, y sí se hizo, están listos para iniciar, pero obviamente esperan hasta el momento de la aprobación. Vamos, está retrasado el cronograma en este caso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces habría que haber una modificación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pero esperan hasta que se dé la aprobación y después tienen 10 días creo posteriores para presentar su cronograma actualizado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, algo que me llama la atención son los estudios PVT. Van a requerir 10 estudios PVT, bueno, es el planteamiento. ¿No? Hay mucha diferencia entre los análisis cromatográficos porque es gas seco, ¿no? Finalmente es gas seco. En los diferentes pozos, ¿son muy diferentes las composiciones o por qué tantos PVT?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Lo están dividiendo para las perforaciones de los dos intervalos que tienen: la PM-9 y la PM-17. Al día de hoy lo que ha manifestado es que es un "hasta" 10 lo que contempla. Entonces obviamente eso se va a ir adecuando conforme vayan tomando a información. Ellos contemplan tener 10 y sí tiene distribución en el área. Si vemos, todo el desarrollo está en la parte sur y tenían pozos que estaban distales. También con la perforación de los pozos nuevos estaría tomando información. Asimismo, lo podemos ver igual con la toma de núcleos. Es un "hasta" los estudios, porque cada uno va a tener alrededor de 32 núcleos para cada intervalo y van a ir actualizando. Entonces ellos lo ponen hasta un "hasta" para robustecer los modelos que ya estuvieron desarrollando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y lo mismo sería para los núcleos, es "hasta" o eso ya no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, eso es un "hasta".

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es igual, hasta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. Obviamente ellos prevén la toma, si vemos aquí son 32 núcleos por cada pozo que están tomando para la PM-9 y la PM-17, lo cual están asociando casi cuatro análisis por núcleo. Núcleos más o menos que son los tres convencionales más uno especial que estaríamos viendo y eso un "hasta" de conforme vayan desarrollando estas actividades y la actualización.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, pues yo me quedo con la palabra "hasta" para repetir lo que hemos comentado en muchas sesiones de Órgano de Gobierno que el Plan de Evaluación es "hasta" 12 meses esta modificación, que ojalá el operador pudiera tener la posibilidad de plantearle a la CNH, aunque no es una cuestión de ley, pero ojalá lo pudiera hacer porque eso maximiza el valor, que nos pudiera presentar antes de los 12 meses el Plan de Extracción ya definitivo. Pero obvio es ojalá, ¿verdad? Porque ellos tienen hasta 12 meses. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muchas gracias Presidente. Se pueden ir al diagrama de Gantt por favor, al cronograma o dibujito de actividades. Ahí. Digo, sumándome a lo que ya comentó el Comisionado Néstor respecto a que cada sesión decimos que ojalá y puedan acelerar la actividad. Por ejemplo, ahí la última dice dos perforaciones y terminaciones de pozos. Bueno, ya nos dijeron que no han iniciado, pero en cuanto se apruebe este plan pues ya se harán las sesiones para iniciar lo más pronto que se pueda. Pero luego se ven varios meses y luego perforan el otro. ¿Sabemos por qué? Es contrato de equipos, el equipo lo mandan a mantenimiento, se esperan. O sea, por qué no perforarlo un poquito más, ¿no? Esa es una.

Y la otra en las reparaciones traen un ritmo ahí en este dibujo. Bueno, de julio 4 a lo mejor las desfazan, pero traen 4, 4, 4 y luego se esperan un mes y luego y hacen una. ¿Por qué no se acelera? Digo, ahorita se va a mover, pero por qué siempre se quedan esos espacios en los calendarios que, pues a lo mejor pudieran si se optimiza este diagrama quitando esas holguras, lograr un poco lo que pretende o lo que comentó el doctor Néstor y que yo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también me sumo de acelerar los Planes de Evaluación si se ven esos espacios por lo menos aquí en esta imagen. ¿Sabemos por qué?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. En cuestión de la perforación, primero solamente tienen va con un equipo, entonces eso estaríamos que hasta que terminara el primero podrían ejecutar el segundo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y después tienen que evaluar, lo que nos expresa es la evaluación del resultado de la perforación del primer pozo para ejecutar el segundo. Esos son los meses que le lleva volver a analizar la información. En cuestión de las reparaciones, lo que está haciendo es solamente que está tomando y está probando diferentes sistemas para el levantamiento de líquidos. Ellos en el periodo previo estuvieron analizando cuáles eran las columnas promedio que tenían por pozo. Esas columnas promedio por pozo las van a mitigar con sistemas como lanza barras, émbolo viajero, entonces todo eso lo están adecuando a los tiempos. Por eso primero tenemos una campaña de 4, 4, 4 y después de eso solamente afinan una en noviembre, porque el grueso ya ha sido durante los tres primeros meses.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, en el tema de perforación. Perforan el pozo en poco más de mes y medio, ¿no? ¿Como cuánto les gusta que se tarden en analizar la información post perforación? Si durante la perforación se va analizando esa información. Y que ese análisis post perforación te ayude a decidir que te vayas hasta enero. O sea, no quiero presionar. Digo, al final el operador tiene la libertad de decir cómo quiere ir haciendo sus actividades, pero como regulador pues yo quiero que se maximice este valor, se tenga la evaluación más rápido, se pueda presentar un plan más rápido y por lo tanto obtener regalías con alguna actividad adicional si los resultados de la evaluación lo piden. Pero digamos, regresándome aquí, ¿el tema de analizar los resultados de la perforación de un pozo como cuánto nos tardaríamos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo quisiera hacer mención primero de los análisis de núcleos. Se tienen previstas tomar en los dos yacimientos la arena PM-9 y la de PM-17. Obviamente también está considerado la actualización posteriores a la información de la perforación del primer pozo tanto modelo estático como modelo dinámico. Si le das a la 7 enter, se muestra precisamente qué tipo de estudio se tiene previsto para cada uno de estos yacimientos. Estos son los espesores estimados y con el "hasta" este número de análisis. Pero para cada una de las muestras se tiene previsto pues todo este tipo de estudios que va desde la difracción de rayos X, la parte de petrofísica básica. Están así para que se vea que no se le hace todo a todos, simplemente para mostrar que algunas muestras se les hacen los estudios que aparecen con una X y a otra parte esos. Entonces ese es el grueso de información que nos presentan sobre lo que se va a hacer un análisis. Efectivamente se pudiera optimizar a lo mejor o iniciar la perforación del siguiente pozo teniendo la información ya preliminar de los primeros. Se podrá hacer la recomendación ahorita que hagan la reconfiguración de su programa de actividades, pero hay bastante tema de análisis intermedio entre un pozo y otro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Precisamente para complementar. Hacen el análisis de la perforación y el resultado de la perforación, pero también de la producción del pozo durante ese tiempo y es el que van a estar tomando para la perforación del segundo. Obviamente este es el cronograma que tenemos al inicio, ellos podrán ir adecuándolo de conformidad como vean también la actividad física. Digo, este es una primera visión de lo que previó el contratista. Dependiendo de los resultados, podrán acelerarlo o podrán diferirlo también conforme lo vayan teniendo los resultados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Se pueden regresar al Gantt? Para puntualizar un comentario del Comisionado Gaspar Franco porque preguntaba cuánto tiempo se tardan, ¿no? Ahí está especificado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dicen, ese es el plan anterior. Dicen que tardan un mes para modelo estático. Ahí está septiembre, todo está movido. Dicen que después tardan otro mes para el modelo dinámico que lo tienen en octubre. Entonces después de que se perfora el pozo tardan unos 15 días según lo que está ahí para hacer análisis de núcleo, uno para modelo estático, un mes para modelo estático, uno para el modelo dinámico. Pero si vemos la parte del lapso que queda entre la perforación de un pozo y otro, que es lo que dice el Comisionado Franco, pues son más de cuatro meses y solamente se requieren dos. Claro, nosotros no operamos, nosotros estamos solamente definiendo que esto puede mejorarse, ¿no? Y que ojalá lo puedan mejorar. Y creo que ese es el punto, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, de hecho, ese es el punto. Digo, ahorita me puede decir el Director General Julio Trejo que, porque van a evaluar la producción, cómo se comporta y con eso van a decidir la perforación del otro. Pero yo no sé, habría que ver la configuración, si está en el mismo bloque, la misma arena. O sea, ese tipo de detalles de pueden ver, pero al final eso le toca al operador. Yo lo único que veo con lo que nos presentan aquí es que se ven espacios donde pareciera pudiera haber oportunidad de optimizar este Plan de Evaluación – insisto – para que rápidamente tuvieran la información que pudieran presentarnos un Plan de Desarrollo antes bien sustentado con todas esas actividades y se les pueda aprobar pues para que incrementen la actividad en este contrato.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, 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.47.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por CMM Calibrador, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A3/2015.

ACUERDO CNH.E.47.002/18

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-A3/2015, 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 CMM Calibrador, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

II.3 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-0203-2M-Campo Maloob.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias. El campo Maloob es uno de los campos más importantes de Petróleos Mexicanos. Se le adjudicó el 13 de agosto del 2014 y al día de hoy se han modificado en dos ocasiones su Título de Asignación. El campo Maloob es del año 1979. Inició su producción en 1988 en la formación del Cretácico. Ocupa el primer lugar como productor de petróleo en México, es lo que yo quería señalar en la importancia de este plan, y aporta el 24.6% de la producción total del país. Entonces es un campo verdaderamente importante. En cuanto a reservas, pues tiene reservas de 1.2 miles de millones de barriles, lo que lo posiciona en el segundo lugar nacional. Entonces yo quisiera aquí pedirle al maestro León Daniel que nos presentara la parte técnica. Es un área muy interesante que yo creo que tiene muchas conclusiones que podemos ver al final de la presentación del maestro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ingeniero Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, con gusto Comisionado. Y algunos de los datos de inicio los iremos detallando, trataré de ser breve con el resumen para que demos pie a las preguntas y aclaraciones muy puntuales.

En la parte de relación cronológica es importante señalar que la solicitud de modificación fue ingresada en diciembre del 2017. Sin embargo, en este periodo de enero a marzo se notificó suspensión del proceso debido a que había una modificación al título por parte de la Secretaría de Energía. Una vez que se concluye la suspensión del proceso, se solicita la prevención de información faltante, la cual fue atendida por PEP en marzo del 2018. Se declara la suficiencia de información en abril y se solicita una comparecencia, la cual fue realizada el 8 de mayo, donde PEP ingresa posteriormente a esto dos alcances de información.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La modificación – siguiente lámina, gracias – considera extraer las reservas 2P de la formación Cretácico y continuar la extracción en las formaciones Eoceno Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano, efectuar reparaciones mayores y menores en ambas formaciones, mantenimiento de infraestructura y el abandono de instalaciones de ley. La inversión prevista es de 7,046 millones de dólares, repito 7,046 millones de dólares a la vigencia de la asignación y recuperar un total de 1,204.6 millones de barriles de aceite y 456.6 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Actualmente esta asignación cuenta con 73 pozos fluyendo que son de la parte del Cretácico. La producción del mes de mayo fue de 458,000 barriles por día y, como mencionaba el Comisionado ponente, esto representa casi el 25% actualmente de la producción nacional, de ahí su importancia. Características generales no las voy a leer todas. La primera parte, la que está más en claro, es porque la producción realmente viene de la parte del Cretácico, esta es la parte más importante en este momento. Se tienen previsto actividades para Eoceno y Jurásico, pero será más adelante. Regresa por favor.

La profundidad media del Cretácico se encuentra a unos 3,000 metros verticales bajo el nivel del mar. Estamos hablando de que se realizan actividades en un tirante de agua de aproximadamente 85 metros. Tiene implementado los sistemas artificiales de producción BN y BEC y tiene una porosidad de 10% a 12%. Se puede ver que 22% para Eoceno y del orden de 5 a 8 porcentaje de porosidad para el Jurásico. La permeabilidad es muy buena de 1,000 a 9,000 mD, sin embargo, la densidad del aceite pues es de 13 grados API. Es un aceite pesado. Y las demás formaciones Eoceno es de 17 y el Jurásico es de 11, por lo tanto, pues están dentro de la categoría de aceites pesados. Adelante por favor.

Con relación a las reservas, aquí en la parte de arriba está el aceite, en la parte de abajo está el gas. Quiero destacar únicamente que a partir del 2006 se incrementó la actividad física, por lo que se fue dando una reclasificación hacia las reservas probadas. Del lado derecho está la tabla tanto para aceite y para gas y se puede ver que en las tres categorías 1P, 2P y 3P la mayor cantidad de reservas pues pertenecen al Cretácico, ¿no? Siendo la 2P 1,219 millones de barriles de todo el campo Maloob donde,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

repito, principalmente proviene de la formación Cretácica. Adelante por favor.

Para dar cumplimiento al artículo 44, revisaremos estos tres puntos. El plan de producción que permite maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Adelante por favor. Se analizaron varias alternativas. Nosotros al final revisamos 12, pero se presentan las tres que permiten precisamente evaluar los volúmenes de reserva y la rentabilidad de las mismas. Las comento. La primera la denominamos base porque pues es realmente sin actividad física ni en terminaciones ni en reparaciones mayores. La alternativa 2 considera 53 reparaciones mayores y solamente 8 perforaciones. Y la alternativa 3 contempla las mismas 53 reparaciones mayores, pero incrementan el número de pozos a perforar a 22. Se puede ver aquí el comparativo tanto de producción de aceite, gas, las reservas y la recuperación final en este caso de la alternativa seleccionada la número 3, puesto que es la que tiene los mayores indicadores económicos tanto antes de impuestos como después de impuestos. Y se considera dentro del comparativo pues las tecnologías con las que están operando, los sistemas artificiales de BN y BEC, pero además para la terminación de los pozos previstos en la parte de la perforación pues usando la cola extendida, que es precisamente para un mejor control en la parte de la producción en el intervalo productor. Y además la planta de tratamiento de inyección de agua que vamos a ver más adelante. Pero dado los indicadores comparativos de estas últimas tres alternativas, repito, básicamente entre la 2 y la 3 la variación es el número de pozos a perforar pues se ven los indicadores mayores tanto antes como después de impuestos. Adelante por favor.

También se hicieron algunos análisis hasta lo que ha presentado el activo sobre la recuperación mejorada y esto se ha hecho a través de convenios con el IMP y algunas universidades y esto es un resumen de los resultados obtenidos. En la parte del proceso considerando inyección de surfactantes o agentes espumantes, la evaluación es viable con respecto a la inyección de gas, específicamente el CO₂. Sin embargo, el costo es muy alto. Por la no disponibilidad y la infraestructura que se requeriría, en este momento los indicadores no dan viabilidad. En la parte térmica existen complicaciones porque estos métodos térmicos son más efectivos en profundidades entre los 500 y 1,500 metros. Mencionaba al inicio que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estamos hablando aquí del doble, 3000 metros, entonces los térmicos no son la mejor alternativa. Y en cuanto a la inyección de gases, pues se revisó igualmente nitrógeno, CO₂, mezclas, pero la inyección prevista sería con nitrógeno, que es el gas que sí está disponible y esto afecta negativamente la respuesta de la inyección del CO₂, aunado a que mencionaba que no hay una disponibilidad de este gas y se requeriría infraestructura. Entonces actualmente no se cuenta con una aplicación prevista para la recuperación mejorada, pero consideramos que se tiene que continuar con los estudios y análisis relacionados. Adelante.

En esta gráfica se muestra la actividad prevista. No, es una antes. Gracias. Ese es el resumen de la actividad que se tiene prevista con respecto a la alternativa seleccionada, que es de 22 pozos adicionales. Del lado derecho se ve cómo están distribuidos. Se tiene considerado y ahorita en la siguiente lámina vamos a ver que se tiene previsto la construcción, la instalación de dos octápodos: el Maloob-Eco y el Maloob-Indio. Y se tiene una distribución de 53 reparaciones mayores. Esta es la distribución que se tendría. Asimismo, los 22 pozos están marcados en color azul claro. Esta área es el área que nosotros identificamos como un bajo estructural, que es adonde se prevé el desarrollo en esta estrategia propuesta para el campo Maloob. Adicionalmente se tienen consideradas realizar 347 menores, la construcción de 6 ductos. Está previsto el total de los pozos del campo, que son 7 pozos y su taponamiento al final de la vida y el abandono de toda la infraestructura incluyendo los ductos. Adelante por favor.

Mencionaba que dentro de la alternativa propuesta está la instalación de dos octápodos, el Maloob-Eco y el Maloob-Indio. En este tiene previsto no sólo la perforación de 5 pozos y 9 respectivamente, sino que también se está considerando proceso de separación. O sea, se requeriría infraestructura para la separación. Compresión para continuar utilizando el sistema artificial de producción de BN y como ventaja adicional el tener los octápodos permite utilizar equipos hijos de perforación, de lo contrario se tiene que utilizar el esquema de Jacob o plataformas auto elevables que son mucho más caras. Y como vieron en la lámina anterior se tiene prevista pues perforaciones, reparaciones mayores y menores. Asimismo, otra ventaja adicional sería tener la disponibilidad de conductores. Digo, esto no es limitante de un tetrápodo y un octápodo, pero ya el octápodo de por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sí trae entre 12 y 15 conductores y actualmente pues se tienen previstos 5 y 9 pozos con posibilidad de poder incluso replantear el hacer algunos más.

Esta lámina es muy interesante porque permite ver la historia de producción de aceite. Vamos a empezar con el aceite. Esta es la parte histórica, le pusimos algunos señalamientos para marcar por etapas. Por ejemplo, la etapa 2 es cuando empezó la implementación del BN como sistema artificial de producción. La etapa 4, por ejemplo, aquí fue donde se construyó la mayor parte de la infraestructura Ku-Metro Ku-H incluso el FPSO, que es por donde sale parte de la producción. Y aquí se tenían 8 pozos y pasaron a 30 pozos en esta etapa 4. Y ya en la 5, en esta otra parte, inicia la inyección del nitrógeno. Se incrementa de 30 a 77 pozos y también se implementa como sistema artificial complementario el bombeo electro centrífugo. Eso en cuanto a las etapas.

Ahora, la línea azul que está en el centro representa la propuesta o el compromiso que se estableció como Ronda 0. Aquí podemos ver que el perfil va más allá y notoriamente, porque este perfil llegaba podemos ver aquí del orden de los 350,000 barriles y actualmente o en este pico se alcanzan casi los 450,000. Hay una diferencia ahí se 100,000 barriles. Sin hacer una crítica voy a hacer, solamente mostrar unos datos puntuales. Observen los puntitos amarillos representa el número de pozos. Aquí hay un incremento. Para obtener este perfil de producción pues obviamente fue necesario hacer una consideración en el número de pozos y se ve claramente cómo hay un incremento. Pero también hay una consecuencia. Cuando se incrementa la producción, también hay que voltear a ver los efectos y en este caso se puede ver que, aunque la presión se había mantenido – la presión está representada por estos triangulitos de color azul, esta es la presión en kg/cm^2 – se puede ver que justo en este momento hay una caída en la presión. Hay una caída en la presión que más adelante vamos a ver qué efectos tiene sobre el avance de los contactos, sobre todo el contacto agua-aceite.

Por otro lado, esta es la relación de producción de aceite por pozo, entonces se ve que pues ya llegaron a un plateau y lo que viene es que la cantidad de pozos va a tener una relación menor de producción en cuanto a aceite por número de pozos. Y este pico en la parte de la línea roja que representa la relación gas-aceite, bueno, pues es porque en este momento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

está previsto – estamos hablando del año 2026 más o menos – la invasión de pozos por el contacto de gas. Con respecto a la Np, la histórica, hasta el 2018 es de 1,482 millones de barriles. La Np hasta el 2034 del plan vigente que es el de Ronda 0 era de 2,488 millones de barriles. Y la Np del plan modificado igual hasta el 2034 sería de 2,513. Para hacer un comparativo, digamos esta, el área bajo la curva azul que es la de Ronda 0, representarían los 2,488 y este 2,513 es considerando como es la Np tenemos que considerar la parte histórica. O sea, este triángulo también suma para el comparativo más esta parte que se tiene previsto por encima de lo de Ronda 0 da el diferencial mayor de 2,513. No sé si fui claro en esta parte de la explicación. Adelante por favor.

Y con respecto al gas, hay un reflejo en cuanto al comportamiento de lo que vimos con el aceite. Están igual identificadas las etapas y aquí lo que vale la pena resaltar pues es que sí hay un notorio incremento sobre el plan vigente que es el de Ronda 0 y que está marcado aquí con una línea gris. Entonces la Gp al 2034 para ser comparativos el plan de Ronda 0 contra el plan modificado que sería de esta área, sería de 695 pasaría a 832 miles de millones de pies cúbicos. Adelante por favor.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta maestro León Daniel. En la anterior, aquí vemos la parte de la caída de presión y luego la presión se mantiene constante. Pues es un pronóstico para el futuro. Entonces qué cambio hay aquí para mantener la presión que no se dio acá donde la presión estuvo constantemente cayendo. Tuvo una plataforma aquí – ¿qué será? – de 8 años y luego zas se nos cae otra vez la presión. ¿Entonces cuáles son los elementos del plan que garantizan que la presión se va a poder mantener? Si no, vamos a ver una caída más rápida todavía.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La inyección del nitrógeno.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pero es diferente la de aquí de la de acá?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten nada más para precisar. Anteriormente cuando vemos este incremento en la curva era porque una relación de vaciamiento, que quiere decir lo que estamos extrayendo contra lo que estamos inyectando, era mayor al 100%. Entonces al ser mayor al 100% el factor de reemplazo, que así le denominamos técnicamente, pues mantenía o incrementaba la presión. Posteriormente el ritmo de vaciamiento fue mayor a lo que estábamos inyectando, inyectando en términos de nitrógeno lo que se inyectó. Por eso decae la presión, más adelante también se va a ver con el contacto.

Al día de hoy el perfil que traíamos o que se tiene para el pronóstico de la presión es mantener el factor de reemplazo mayor al 100%. Es decir, tener un volumen de gas mayor al volumen tanto de aceite y de gas que se estaría extrayendo para hacer este balance volumétrico. Ahora bien, ¿cómo se logró esto? Se logró a través de infraestructura para tener la mayor disponibilidad en el campo de Maloob. Esa es la razón del por qué cambia en el sentido. Anteriormente se tenía una relación de vaciamiento más abrupta a la que vamos a tener al día de hoy respecto también al factor de reemplazo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Mi pregunta va con esto, mira. Si vemos esto, y otra vez, en realidad el campo estaba resultando mejor de lo esperando, mejor de la Ronda 0. Entonces tienes tú esta zona de aquí donde se mantiene la presión y el volumen obtenido es mayor. O sea, en cantidades sustanciales mayor a las de la Ronda 0. Si nosotros mantenemos la presión de una manera o incrementamos la presión, podemos lograr un cambio en esto de que el volumen total que se obtiene del campo sea mayor al programado originalmente en la Ronda 0 pero por tiempos más largos. Es decir, tener un perfil así. Y sobre todo este es gas, también en el aceite.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Creo que eso sería un poquito más. Si regresamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la anterior. Si ven esto de aquí, si nosotros estábamos acá antes de que se empezara a caer la presión. Al caer la presión, ¿entonces si pudiéramos haber mantenido la presión pudiéramos haber hecho esto o no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, sí es factible. De hecho, en la gráfica que se está mostrando pues es el dato real hasta el 2018 y pues no se ve un plateau digamos de producción. Quisiera ver una lámina donde se ve un comparativo histórico, porque el análisis que se realiza es sí, un poco más integral. ¿Qué número es? 9, enter, donde está toda la historia. 8, enter, por favor.

Miren, este es parte del análisis. No lo traíamos en la presentación principal, pero se puede ver esta es la producción nacional la que está graficada como una línea continua verde. Y luego están los diferentes principales campos que aportan la producción del país. Observe que ese periodo, ese pico que se está mostrado es de a partir del 2018 que sería, ¿dónde está? Está aquí. Y hacia la parte del 2009 por ahí, ese es el pico que se ve más alto en la gráfica. Aquí lo tengo. 2008 a 2018 digamos este periodo de 10 años. Esta área es por supuesto es Akal. Entonces mientras estuvo la producción fuerte de la aportación importante del campo Akal, los demás campos mantuvieron una explotación, sobre todo Ku, Maloob. En este caso Ku es esta parte, Maloob que es el tema de estudio que es la intermedia y Zaap sería esta parte. Entonces observen cómo cuando justo empieza la declinación importante empieza la aportación de la parte de los tres campos de Ku, Maloob y de Zaap. Esta es la parte de Maloob.

¿Entonces qué nos indica? Por ejemplo, Ku que empezó antes tuvo una parte pues más controlada en cuanto a su producción y aquí ya se le exigió más al campo Maloob y al campo Zaap, a partir de este momento. Entonces si a partir de ahí vemos la gráfica, regresamos a la lámina 14 por favor, es ese pico que se ve y no hay un plateau. Obviamente hay un efecto tanto en la actividad como en el impacto sobre la presión y vamos a ver también cómo se han movido los contactos. Pero anticipo, en toda la vida de Maloob, en esos 39 años ha habido un avance de 80 metros del contacto agua-aceite. Pero en el último dos años se ha incrementado la mitad. O sea, primero fueron 40 y solamente en los últimos dos años del 2016 a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fecha se ha incrementado los otros 40 metros. Ese es el efecto por esa pequeña caída en la presión, ¿no? Que obviamente coincide con la máxima producción del campo. Por favor.

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

COMISIONDO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Yo quisiera preguntar, digo, creo que debería de haber sido lo primero, pero cuál es el supuesto normativo que se aplica para efecto de que tengamos que aprobar una modificación al plan. O sea, ¿qué es lo que obedece que tengamos que estar discutiendo esto en cuanto a la modificación? Eso me lleva a otra pregunta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La maximización del valor.

COMISIONDO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- La maximización del valor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y si vemos en los lineamientos de planes, es el artículo 40, fracción segunda en el inciso a, donde nos permite ver por el alcance de las actividades de lo que tiene el proyecto. Respecto de lo que ya teníamos en Ronda 0, trae un desfase tanto en producción si lo queremos ver incremental arriba de 100,000 barriles y también en actividad propuesta. Ronda 0, como se precisó al inicio, no tenía contemplado el desarrollo de lo que es el bajo estructural. Al día de hoy sí están presentando el desarrollo de este bajo estructural. Entonces por el alcance de las actividades es de que estaríamos cayendo en el supuesto para la modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es ese supuesto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Inciso a del artículo 40, fracción segunda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Me lee ese inciso?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si me permite, se los leo.

COMISIONDO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, porque imagino que es precisamente el cambio de estrategia y si vemos la línea azul, que es lo que refleja lo que se tenía previsto en Ronda 0, pareciera que el cambio de estrategia se da precisamente aquí. O sea, en 2013-2015. ¿No era aquí donde debió de haberse presentado la modificación del Plan de Desarrollo? Más porque ahora estamos acá. O sea, cuando vemos que donde se desfasó realmente fue 2013 por lo que veo aquí, 2013, 2014, 2015. A lo mejor los lineamientos no estaban vigentes en ese momento, pero sí ya para 2015. Eso es lo que me llamó la atención.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, nada más para citar lo que dice el inciso a del 40, fracción segunda, dice: "Existan modificaciones en el alcance del plan cuando el avance y estado en que se encuentran los yacimientos presentes un cambio en su estrategia de extracción".

COMISIONDO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok y parece que el cambio en la estrategia de extracción se da precisamente años antes más que aquí. Digo, parece que llegamos a la cúspide y a partir de la modificación empieza la declinación en la producción, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es correcto.

COMISIONDO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Hijole, a ver. ¿Tendrán un escenario o les presentaron un escenario en donde hubiera un plateau? Porque miren, la línea azul la vida de este campo se iría por ahí del 2040 y con lo que ahorita nos están presentando este campo de acuerdo a los pronósticos, a la información que está, se acabaría su producción 10 años antes. Entonces mi pregunta es: ¿oye, no hay un plateau que se parezca un poquito a lo azul como decía el Comisionado Moreira? Dice, oye, ¿cómo podemos mantener la presión? Bueno, mantener la presión es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inyectándole más o sacándole menos. Entonces si hay un ritmo de producción que pudiera alargar la vida de este yacimiento, pues me gustaría verlo, ¿no? Porque aquí pareciera que estamos o queremos aprobar que se explote un yacimiento en el cual su vida útil se reduce en 10 años. Yo sé que me muestran aquí que el factor de recuperación se incrementa en un porcentaje, que recuperas más, dicen incrementar o maximizar el valor, ¿pero ¿qué es maximizar valor? Porque si vamos al VPN, a sus alternativas, el VPN sí es mayor, pero el índice de utilidad se reduce casi en un punto.

Y la otra es maximizar valor, ¿qué es? ¿Acortarle la vida, sacar antes todo ese hidrocarburo, hacer más actividad? Digo, si se presenta ahí hacer más actividad, lo cual es bueno, potencia la economía en esta industria. Pero sí me gustaría – insisto – ver un perfil donde se pudiera administrar esa producción porque ya me entran dudas como si cumple con los gastos críticos, si se puede optimizar el perfil de presión como decía el Comisionado Moreira y si es necesario toda esa infraestructura o nada más administramos este campo para que nos dure pues los 10 años que se decían que no se iba a durar más. Y perdón si hice pregunta incómoda.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- A ver, es que en cualquiera de los escenarios que podemos ver, y lo puntualizaba el Comisionado Acosta, a partir de este punto pues lo único que se puede hacer es acentuar esta gráfica, ¿no? Porque no hay ninguno de los escenarios se ve un plateau ya en el campo Maloob. Y efectivamente, nosotros verificamos la parte de la N_p y mencionaba que incluso lo que ayuda a la propuesta y este incremento en la parte del plan modificado es que en la historia este pedacito pues se tiene que sumarizar digamos para el comparativo que estamos haciendo. Pero sin darle vueltas a la pregunta, no tenemos un escenario donde se vea un plateau. Sin embargo, pues estos son los indicadores que con esa N_p pues sí se ve incluso más alto que lo que estaba en Ronda 0.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, digo, obviamente esta es de la asignación más importante del país hasta hoy. Es la asignación que de acuerdo a Ronda 0 está dando más de 150,000 barriles de producción a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como lo tenía programado en Ronda 0 y, bueno, es campeona pues. Pero a mí ya mi estrés ahorita que estoy viendo esta gráfica es esos 10 años de vida útil que le vamos a quitar por ese pico de producción que podamos llegar. Vamos a hacer más actividad o se supone o se propone aquí que se haga más actividad, pero seguramente es para mantener el ritmo de producción o más o menos administrarlo. Pero no sé, me está generando mucha duda porque también decían ustedes el avance del contacto se ha incrementado en estos dos últimos años. Pues es por la misma razón, por el tema del ritmo de explotación que se está dando. Ahora, si es en la misma zona del yacimiento, pues le estás metiendo pozos de relleno, pero si es en otra estructura como lo vimos en la configuración, pues ¿cuál es el efecto? ¿qué está pasando? seguro está conectado. Pero digamos, la velocidad de vaciamiento nos está llevando a este avance de contactos. Obviamente sí necesitamos producción, pero sí analizar un poquito más profundo si este ritmo de producción es el que maximiza valor y cumple con estos artículos que ustedes han señalado que debe vigilar la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, bueno, un comentario rápido hago y le dejo la palabra al doctor Néstor. Es, a ver, un paso hacia atrás yo les pregunto cómo se le da cumplimiento al artículo 44 que habla de maximizar el factor de recuperación. O sea, lo que nos mandata la ley es maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Eso presumiblemente en muchos casos va a estar, digo, es algo que empíricamente hay que estar comprobando, pero esto en la gran mayoría de los casos debe estar alineado con maximizar el valor de la nación que aquí lo hemos venido midiendo como valor presente neto del proyecto. Entonces lo que lanzo como pregunta es cuáles son esos criterios que queremos observar y de una vez que los precisemos nuevamente: factor de recuperación, valor presente neto. Irnos sobre esos criterios que, en principio, ingeniero Mena, usted me puede precisar entiendo este plan mejora factor de recuperación y mejora valor presente neto. Entonces mi pregunta es: ¿son esos los criterios? Creo que sí, pero lo pongo en la mesa. Comisionado doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sé si quieren contestar algo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, del factor de recuperación pues va del 25% al 35%. La N_p se muestra el comparativo y explicaba por qué tenemos que hacerlo al mismo año y cómo se hace esa comparación de 2,488, 2,513. Y también los indicadores pues obviamente son los de mayor rentabilidad antes y después de impuestos como vimos el comparativo. Entonces puntualmente la respuesta es sí en los tres casos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo entendido que todavía no terminan la presentación técnica, todavía falta llegar a conclusiones, pero inició la discusión con la pregunta de que si se inyecta nitrógeno o más nitrógeno se puede mantener la producción durante más tiempo. Me quiero enfocar en eso, yo después tengo otros comentarios que esperaré al final de la presentación.

El fenómeno de flujos fríos en medios porosos es muy complejo, el sistema es muy complejo. Es un yacimiento que tiene muy alta permeabilidad de 1,000 a 9,000, o sea, 9 mD. Eso es conductos de permeabilidad mucho, muy grandes, lo cual plantea como un reto el mantener los contactos de fluidos en las posiciones tales que no invadan a los pozos. Si la extracción es mayor de la debida, se forman conos tanto en la parte del agua como en la parte de gas y eso significa que las eficiencias de barrido son menores.

El gasto que nos puede aportar un pozo depende del índice de productividad, no depende de la presión totalmente. Es el índice de productividad que tiene que ver con las condiciones de porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad, densidad de los fluidos, viscosidad, etc., etc. Y que también depende de la configuración de los pozos, si están optimizados de tal forma que se puede maximizar la producción, pero también de los sistemas artificiales de producción. Entonces mantener producción no necesariamente significa el tener el mejor barrido de un yacimiento. Entonces bueno, lo que nosotros necesitamos es asegurar lo que dijo el Comisionado Presidente que es lo que dice la ley: maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Y las condiciones económicamente viables son no solamente el valor presente neto, el valor presente neto, la relación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

beneficio/costo, la tasa interna de retorno, todo lo que está planteado en un análisis de rentabilidad de proyectos.

Entonces bueno, esto es una posibilidad basada en la información que tenemos o que tiene el operador de Maloob a la fecha y ese es el planteamiento que nos hacen. Yo me guardo mis otros comentarios de algunas consideraciones que me gustaría que posteriormente hiciera hasta que terminaran la exposición porque a lo mejor ya las trae ahí el jefe de la Unidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MÓLINA.- Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si quieren ir a la tabla de indicadores económicos que ya presentaron y ahorita con lo que comentaba el Comisionado Néstor, pues si vemos el VPN sí se ve más rentable, se ve más ganancia. Ponla por favor Gustavo. Se ve más ganancia en el VPN de 34 a 36, pero en el índice de utilidad que es la relación VPN en VPI pues sí se ve un deterioro. ¿No? Entonces si vemos todos los indicadores, pues el que queramos tomar pues podemos decir, "no, pues sí cumple con la maximización de valor si veo este indicador o en este no". Al final se ve que se va a recuperar más. Mi preocupación es nada más una. Me gustaría ver el perfil de producción que pudiera considerar un plateau para ver si alarga la vida y ver los indicadores.

O sea, yo sé que cuando operen van a vigilar que, bueno, no se venga el gas, no se venga el agua. Van a empezar a estrangular los pozos, van a alargarle la vida y seguro sale una tecnología y pueden alargar la vida del yacimiento. Pero ahorita para mí el tema de generar valor, de acuerdo a la ley incrementar factor de recuperación en condiciones económicas, pues aquí pudiéramos empezar a discutir si es o no. Si yo viera un perfil, un plateau que a lo mejor como lo comentaba el Comisionado Moreira. Oye, si puedo mantener la presión, mantengo esa energía, evito que se muevan estos contactos tan rápido, puedo recuperar un poco más de aceite, puedo dejar que la segregación gravitacional actúe un poco, a lo mejor podré recuperar más. Y mi estrés es que la vida de Maloob en este escenario, con esta información, pareciera que se reduce 10 años.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces, a ver, déjeme ver si interpreto bien la pregunta. Estamos, coincidimos en que lo que nos mandata la ley es maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Lo que apunta entiendo yo el Comisionado maestro Franco es: muy bien, pero quisiera ver si el escenario de producción con un perfil de producción más aplanado que tuviera algún plateau o que tuviera digamos una curva con mejor pendiente, si ese es mejor escenario dado el mandato que da la ley de maximizar el factor de recuperación. Entonces de ahí lanzo la pregunta jefe ingeniero Mena que es: ¿pudimos ver con Pemex un escenario de producción en donde el perfil de extracción sea más suave a efecto de poder evaluar el factor de recuperación en ese escenario como sugiera el maestro Franco?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. ¿Traemos esta gráfica en pantalla? En lo que buscan una gráfica que me ayude a complementar la respuesta, si te regresas al perfil de producción. Estos son algunos de los escenarios y obviamente la empresa productiva del Estado pues ya analizó mencionaba 12 y al final pues presenta los que para ellos dan la mayor rentabilidad. Otro punto de partida es que en la gráfica verde que veíamos ya estamos en un punto y mencionaba bien el Comisionado Franco. De Ronda 0 al punto donde estamos hoy día hay un poquito más de 100,000 barriles, y esa es una realidad, de producción adicional sobre lo que estaba precisamente en ese plateau previsto en Ronda 0.

El otro hecho es que lo señaló el Comisionado Acosta. Aquí empezó el cambio de estrategia, ¿no? Autocrítica. Estamos tarde a lo mejor. Pero en este momento, cualquier escenario para atender ahorita la pregunta es partiendo de este punto que ya estamos – repito – más de 100,000 barriles por día con respecto a esta línea. Entonces para hacer un perfil de plateau ustedes pueden decir tendría que tener yo un bajón abrupto para poder tener un plateau por ejemplo podría ser o una caída más pronunciada para tratar de hacer un dibujo atenuante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En cuanto a alternativas, o un escalón, un cambio discreto o un movimiento suave.



TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Tendría que ser entre esos escenarios, ¿no? Un escalón como bien lo mencionaba, algo más matizado para buscar que esta área se viera distribuida en el tiempo y pudiéramos alargar quizás no los 10 años que observa el Comisionado Franco, pero pues sí a lo menos algo así.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo lo que entiendo es que el objetivo es no necesariamente tener más años, sino ver si con un escenario con un ritmo de producción más suave logramos más factor de recuperación. ¿No? O sea, hay distintos perfiles como sugiere el maestro Franco. Puede haber uno más suave y lo que tenemos que ver es si esos otros escenarios con un perfil de menor pendiente resulte en un factor de recuperación mayor, porque entonces sí estamos obligados a irnos por ese. ¿No? Comisionada doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, una administración eficiente del yacimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. El punto es tenemos una métrica que nos mandata la ley que es el factor de recuperación. Lo que tenemos que ver es si en esos perfiles que sugiere el maestro Franco se logran mejores indicadores, ¿no? Particularmente el factor de recuperación. Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que estuvo muy claro esta postura de que lo que buscamos es maximizar el factor de recuperación bajo condiciones económicamente viables. Si podemos alargar la vida del yacimiento, pues no sería como que la función objetivo, no necesariamente. Pero también por otro lado hay que recordar, bueno, nada más para concluir. Bueno, un plateau puede que sea mejor o puede que no. O sea, no podemos decidirlo aquí *a priori* definitivamente. Pero lo que sí hay que considerar es que este es un campo que tiene ya mucho tiempo en explotación, que en la medida que ampliemos la vida productiva, eso va a generar también una gran cantidad de costos de operación. Entonces todo eso al final cuando se mete en el balance de análisis de rentabilidad va pesando y entonces para un yacimiento puede ser que el plateau sea lo más adecuado y para otro no. O sea, no podemos tener reglas de que plateau es mejor o no lo es. Habría que revisarlo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hace rato revisamos la parte económica y veíamos que el valor presente neto sí se incrementa en esta opción, pero que había unos factores por ahí que disminuían y era el valor presente neto entre el valor presente de la inversión. Obvio pues disminuye porque hay más inversión. Pero finalmente, de todos los que están ahí, el que nos importa es el valor presente neto y este escenario que es el que nos plantean con la información que tienen es el que lo maximiza. Finalmente creo que la postura es que tenemos que estar revisando que digamos y adelantarme a las conclusiones finales que no quería empezar ahorita a manejar, pero lo dijo el Comisionado Franco. Los operadores, el operador va a vigilar que los contactos avancen en la forma adecuada, lo cual posiblemente les signifique cambios en el plan. Posiblemente lo puedan mantener o van a tener que disminuir el ritmo de extracción. Porque hace rato se hablaba de vaciamiento y se decía que el vaciamiento era un balance entre la producción de aceite y gas y la inyección de agua o de nitrógeno, pero también vamos a producir agua aquí. Entonces también hay que meterlo y eso tiene que entrar en el balance.

Tal y como está planteado el plan, cumple con los requerimientos legales que planteaba el Comisionado Acosta y seguramente es perfectible, pero todo esto lo vamos a poder ir observando en la medida que vayamos explotando. Y bueno, me quedé con otros comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, muchas gracias. Pero entonces quisiera yo regresar con el ingeniero Daniel Mena a la pregunta que subyace el cuestionamiento del maestro Franco y creo que en el que coincidimos el doctor Néstor y su servidor. Es, a ver, tenemos un mandato de maximizar factor de recuperación. Si lo traducimos eso en un valor monetario, debería eso verse reflejado en el valor presente neto. Y considerando esos dos indicadores, factor de recuperación en el primer lugar, valor presente neto también, regreso a la pregunta que les lancé hace un momento y me decían que ustedes no sé si estaban ahí buscando la información. Si se pudo, si en la información y el trabajo con Petróleos Mexicanos si se analizó un perfil con una pendiente de declinación más suave que extiende la vida del yacimiento a efecto de evaluarlo en términos del factor de recuperación y del valor presente neto. Esa es la pregunta que les lanzo aquí a ustedes ingenieros petroleros. OK.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, si me permiten ahondar en el tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, aquí están los escenarios.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tenemos escenarios, se hicieron 12 escenarios de una gama más grande que presentó Pemex o que hizo el análisis. Esta gama viene con actividad adicional que puede ser como vienen más pozos que van a bajo estructural. En concreto, no tenemos un escenario que tenga un plató que implique la disminución de 100,000 barriles y este no lo analizamos. ¿Por qué? Porque el mismo Pemex lo descarta en relación al valor presente neto que ya se ha expuesto aquí. Decrementar esos 100,000 barriles nos regresaría medianamente al perfil de Ronda 0, pero no a las mismas condiciones que tenía el yacimiento. A parte, extender lo que tendríamos que ver el análisis del gasto operativo para ver la rentabilidad al final. Lo que presenta Pemex es al día de hoy con las condiciones actuales diferentes actividades, diferentes esquemas de meter más pozos, menos pozos, reparaciones a otros horizontes y con eso hizo sensibilidades con ritmos de vaciamiento. Al día de hoy el que nos da la mejor rentabilidad es el que estamos presentado de los 22 pozos. Ese es el escenario que están presentando ellos, porque ellos mismos descartan el que tenían de un plató. No llega a la Comisión ese escenario. El operador petrolero presenta los que maximizan o los que tendrían que estar guardando la rentabilidad para el Estado. No tenemos escenarios de menos 100,000 barriles.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo que no sé si estoy interpretando correctamente Director. ¿Lo que usted me dice es que es obvio que ese otro escenario no maximiza valor?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No es obvio, sino que ellos lo analizan y después del análisis propio de cada operador, presentan ante la Comisión los escenarios que mandatan la maximización del valor. Ellos en un escrutinio que la Comisión solamente ve 12 y de esos 12 solo se hace escrutinio a 3, que esos 3 son los que tienen los mejores indicadores económicos. Él pudo hacer "n" cantidad de corridas que pueden ser más de 100 y eso los va



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descartando por algunas actividades o por cómo ven los indicadores económicos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero una pregunta y dado que aquí se ha presentado a la mesa y por tanto asumo que es un escenario relevante. ¿No deberíamos de ver nosotros ese escenario con un perfil de producción que tiene una declinación más suave?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Podríamos ver el de menos 100,000 barriles, pero también podríamos entonces ver todos los escenarios que llegaron.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, yo sé que hay una infinidad de curvas. Me queda claro que hay una infinidad de curvas. Nada más pregunto si debiéramos tomar alguna representativa de un escenario con perfil de declinación más suave a efecto de que estemos todos satisfechos de que esa vertiente de posibilidades son sub óptimas, no me maximiza factor de recuperación. Pero más bien yo les pregunto a ustedes si sí vale la pena. El Comisionado Franco lo pone en la mesa. Podríamos pedir un escenario, entiendo que hay una infinidad, pero con algunas características que nos dejen ver y nos quedemos satisfechos de que un perfil de declinación más suave que alarga la vida del yacimiento que *per se* no es un objetivo, no es un objetivo, pero ver cómo eso resulta en nivel de factor de recuperación. Es pregunta si vale la pena hacer ese requerimiento a Pemex. Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a utilizar el gráfico que tenemos, no sé si se pueda presentar. Pero este gráfico utilizándolo para otra cosa. Hagan de cuenta que es la mitad del yacimiento, que fuera una sección, que fuera la mitad del yacimiento sin ninguna falla, etc. Lo que había hecho el operador de inicio, o sea en la primera propuesta de su plan, era considerando de que tenía un gran espesor de yacimiento. O sea, vamos a suponer que el yacimiento estaba todo lo que es esta gráfica. ¿Sí? Había propuesto un Plan de Desarrollo para considerar únicamente de aquí para acá un desarrollo del yacimiento de lo que era el mero centro de su yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces él puso todos sus pozos exactamente en el centro de la estructura. Entonces puso todos sus pozos y su desarrollo en el centro de la estructura y no puso pozos en lo que es el flanco de la estructura, es decir, en este parte. ¿Sí? En lo que llaman el bajo de la estructura, en el sinclinal o como le llaman aquí los ingenieros, ¿no? Entonces empezó a explotar el yacimiento y al final de cuentas pues todo esto empezó a producirlo por varios años, ¿no? Resulta que pues sí hay un contacto que empezó a ser aquí, pues está subiendo el contacto de agua un poquito hacia arriba y aquí se formó el gas y, bueno, pues va para abajo. ¿No? El asunto es que ahora lo que está proponiendo el operador es dejó un área sin explotar en toda esta parte. ¿Sí? Y lo que está proponiendo en este momento es venir y perforar, o sea, un área que no drenó al principio y que tampoco ha llegado el contacto de agua a esta área, ¿no? Y que con estos pozos que está acá no ha podido drenar.

Entonces si en un momento dado no se le permite al operador perforar estos pozos, por más que se le diga que pues que ya perforó y que la declinación, estos se van a invadir, esto se va a invadir, pero el hidrocarburo que está aquí se va a quedar. ¿Sí? Se va a quedar en esta parte. Entonces pues aquí se podrá bajar la producción, quizá el contacto va a ser más lento, etc., pero el hidrocarburo que queda en esta parte pues no lo van, o sea, muy difícilmente lo va a poder sacar con los pozos que están en esta parte, ¿no? Entonces la estrategia, yo en una de las reuniones que tuvimos yo les decía que la estrategia de principio el operador pensaba que el yacimiento llegaba hasta acá porque aquí hay unas fallas, etc., y el límite lo tenía por aquí. Pero al final de cuentas resulta que se amplió y el volumen pues dicen que desde el principio decía que era hasta acá. Bueno, perfecto. Pero ahora resulta que está diciendo yo necesito tanto número de pozos para drenar toda esta parte, ¿no? Y pues sí, pues necesita un número de pozos para drenar esta parte y quizá el volumen no sea tan importante como el que tenía aquí pero sí va a necesitar drenar esta parte porque nunca con estos pozos que está acá va a ser muy difícil que drene esta partecita.

Entonces el factor de recuperación desde luego que va a aumentar porque es un volumen que no hubiera podido sacar si hubiera continuado con esto. O sea, puede sacar un poquito más si baja la producción en este lado porque no va voy a decir que a correr tan rápido el contacto de agua-aceite y el contacto de gas que va bajando, pero finalmente aquí hay un volumen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de hidrocarburo que está aquí atrapado, ¿no? Esa es un poquito mi opinión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si estoy interpretando Comisionada, usted encuentra lógica en el planteamiento que hace Petróleos Mexicanos de poder hacer así el desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En este caso yo sí encuentro lógica en drenar el área que no nos había propuesto en un principio drenar. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Levantó la mano la Secretaria Ejecutiva y luego voy con el Comisionado Franco.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Yo entiendo el desarrollo de la presentación generó algunas dudas. Yo lo que le pediría al equipo es si nos puede explicar de entrada cuál fue la motivación de Petróleos Mexicanos de solicitar la modificación del plan. O sea, cuál es el objetivo y si de alguna manera – como señala el Comisionado Néstor – nos permiten terminar con el desarrollo de la presentación, porque hacia el final se presentan las recomendaciones para una mejor explotación global del yacimiento. Esto es una modificación, específicamente como dice la doctora, para drenar un espacio que no se tenía contemplado. Por lo tanto, procede la modificación en este momento, pero hay unas recomendaciones que el equipo técnico quiere proponer en el dictamen para que Pemex analice de manera general el yacimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Voy con el Comisionado Franco y ahorita regresamos a la propuesta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nos vamos a la gráfica donde empecé a hacer mis comentarios donde está la producción por favor. Bien, a ver. Mi preocupación inició porque se acorta la vida del yacimiento en 10 años y se ve ahí una producción más de 100,000 barriles arriba.

Entonces dice, "oye, pues si lo estoy sacando más, la presión está disminuyendo, los contactos están avanzando". ¿Qué escenario pudiera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

haber donde mantuvieras un balance de presión y de movimiento de contactos? Esa fue mi pregunta. A ver, un escenario donde yo diga (que no dije), pero un escenario que digan, "oye, le quitas 100,000 barriles a esto hoy", para mí sería absurdo. O sea, el que tú ya tengas una persona que tiene cierta capacidad le digas, "no, no, hoy baja tu capacidad", es absurdo. El querer decir aquí como lo comentaron, ¿no? Bajar 100,000 barriles, que no dije yo insisto, pues es decir es absurdo bájale 100,000 barriles al país. Pues eso no, eso no es negocio, lo que queremos es producir.

Lo que yo pido es nada más, oye, si se visualiza un escenario donde más o menos se viera cómo se puede un poquito administrar el yacimiento, aunque me queda muy claro que nuestro operador lo va a hacer cuando ya lo esté haciendo. Esto solamente son escenarios, pero lo que quiero es nada más dejar bien clarito que pues ahí nos faltó un plateau, cómo se ve la vida del yacimiento. El tema de los indicadores yo lo seguiría discutiendo, porque, así como se dijo, bueno, está el VPN y están otros indicadores. Pues yo también pudiera decir, "no, está el índice de utilidad y otros indicadores". Entonces es otro tema que sería al interior de la Comisión definir un poco más qué es valor. Hoy tenemos VPN, hoy tenemos incremento al factor de recuperación. En Ku-Maloob-Zaap se ve. Digo, perdón, en Maloob se ve que sí es, pero creo que la responsabilidad es voltear a ver no toda esa infinidad de variables de perfiles de producción, pero sí alguno que más o menos vaya con que reduzca el movimiento de contactos y la presión más o menos la administro y a ver cómo se ve. Y si dice, oye, ese escenario tendrías que bajar 50,000 barriles, pues vemos y decimos pues es absurdo para el tema de la nación que le estemos bajando 50,000 barriles porque en papel se ve así. ¿No? Eso es lo que quiero que quede claro. Por eso decía si es una pregunta incómoda porque no estaba el perfil, no se preocupen. O sea, nosotros estamos vigilando el tema de que se aprovechen mejor los hidrocarburos y en el campo Maloob pues no hay duda que es nuestro número uno, pero también lo fue Akal, fue nuestro número uno. ¿No? Entonces lo que queremos es un poco y yo sí me sumaría al que agregar valor es que se pudiera incrementar un poco más su vida productiva, no menospreciar esa parte de incrementar su vida productiva y que no genera valor. Todavía nos mostraron en unas láminas que hay un tema de recuperación secundaria y avanzada, todavía hay oportunidad ahí. ¿No? Nada más mi tema es veamos si había un escenario. ¿No lo hay? No pasa nada. Este incrementa el factor y es rentable.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, gracias por la intervención Comisionado Franco. Doctor Comisionado Moreira, ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que ha sido muy valiosa la discusión para que todo el mundo entienda muy bien dónde estamos. Pero creo que todas las recomendaciones que se han hecho están al final en las recomendaciones que va a presentar el maestro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces ya hay un par de mociones de que dejemos terminar al jefe de la Unidad, el ingeniero Mena.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces si les parece le vamos a dar un ratito al ingeniero Mena para que termine.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Les agradezco ampliamente. Es el campo importante. Cualquier cuestionamiento sobre la administración, vamos, no sobra y créanme que sí. Nos ponen a pensar qué tendríamos que voltear a ver para tener escenarios como los que comenta el Comisionado Franco. Yo por eso hacía alusión en el momento en el que estamos hoy día, ¿no? La realidad y creo que fue muy asertivo el comentario del Comisionado Acosta decir de Ronda 0 ya tiene rato que habían empezado a hacer un cambio de estrategia y que estaba desviándose de una propuesta. Entonces creo que en cuestión de momentos ese era el adecuado.

Pero continúo con la explicación. Miren, precisamente esta gráfica que es una referencia sobre el desempeño de los propios campos de Pemex. Las coordenadas que están marcadas en rojo sale de un promedio del desempeño de los campos que Pemex desarrolla en aguas someras. Entonces del lado derecho, perdón, del lado izquierdo es el número de pozos por área, vamos, la densidad por kilómetro cuadrado y de este lado está el factor de recuperación. Esto representa el comportamiento, toda esta línea de puntitos amarillos representa el comportamiento de Maloob. Pueden observar que tiene diferentes tendencias y que es al final cuando ya andaba del orden de los 10%, 12% como factor de recuperación,



incrementa el número de pozos perforados. O sea, al cruzar en esta zona digamos hay una mayor densidad de pozos por área y se puede observar que en la propuesta en estrategia que es esta, desarrollo de un bajo estructural que no estaba previsto, que sí habían identificado que tienen el conocimiento del volumen, sin embargo, no había sido propuesto como una estrategia de desarrollo. Pues el perforar más pozos va obviamente a incrementar la densidad, pero se van a seguir manteniendo solamente por debajo de los 35 como factor de recuperación, 35% como factor de recuperación.

¿Qué muestra esta gráfica? Primero, bueno, que sí hay un cambio de estrategia, lo explicó la Comisionada Alma América. Sin embargo, si no se realiza una propuesta adicional pues esto simplemente se va a mantener y va a empezar a caer en este sentido. Por eso a partir de esta línea que – repito, es un comparativo contra el propio desempeño de PEP, no estamos metiendo aquí campos o factores de recuperación internacionales, simplemente es contra su propio desempeño – se tiene que voltear a ver un factor de recuperación secundario mejorado en este caso para poder ir incrementando este factor. La propuesta de hoy día trae hasta aquí que es el 35% que es el que hemos estado manejando. Adelante por favor.

Este es algo de lo que se ha discutido sin que hubiésemos llegado a esta parte y me voy a enfocar a nada más dos curvas. La roja representa la medición del contacto gas-aceite. Estos son del año 2011, 2012 y la azul es el contacto agua-aceite. Les mencionaba que el campo ha producido 39 años y se ha incrementado o ha avanzado el contacto 80 metros, que es desde aquí hasta acá el monitoreo. Y solamente en el último tramo, que es más o menos aquí 2016 y hasta la fecha, se ha incrementado la mitad. O sea, de estos 80 metros la mitad ha sido aquí en el último periodo. Y esto, entre el contacto gas-aceite y el contacto agua-aceite, tenemos hoy día una ventana de aceite de 337 metros. Observen hace unos 5 años pues estaba pues más o menos el doble, ¿no? O algo así. Entonces este es el efecto. Por cierto, aquí está la producción de aceite como una referencia, aquí está Ronda 0 y esta es la proyección de la propuesta que estamos mostrando el día de hoy. Entonces estos son los efectos precisamente que se han discutido, qué pasa cuando el incrementar la producción, reduces la presión y pues permites la movilidad de los contactos. Y bueno, aquí está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el avance en metros por mes tanto para el contacto gas-aceite de 1.3 y el contacto agua-aceite 0.4 metros por mes. Adelante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pueden regresar a la lámina por favor para realizar un comentario. Esta parte aquí de la ventana es sumamente importante. Ha habido una disminución en la ventana de aceite como se puede ver aquí en la lámina y aquí hay una saturación de aceite residual, pero también acá hay una saturación de aceite residual. Aquí hubo un barrido por gas, pero quedó una saturación de aceite residual. Igual acá abajo quedó una saturación de aceite residual. Esas saturaciones de aceite finalmente es muy costoso poder volver a recuperar. La eficiencia de barrido por gas es mayor que la eficiencia de barrido por agua. O sea, eso quiere decir que acá arriba quedó menos saturación de aceite que la que queda acá abajo. Precisamente el mecanismo de mantenimiento de presión es evitar que el agua entre al yacimiento y aquí lo que se puede ver es que el vaciamiento el aceite le ganó al nitrógeno. ¿Sí?

Y entonces cuando hace rato se hablaba de que cuando se aplique el plan tendrán que estar verificando que estos contactos no se muevan en una velocidad mucho, muy rápida, tal que no se quede aceite entrampado, eso es lo que nos va a ir cambiando el plan en el tiempo. Pero creo que aquí en esta lámina si se puede observar muy claramente que aquí hay 40 metros de formación que fueron invadidos por agua y ahí quedó aceite. Y quedó mucho más aceite que lo que se invadió aquí arriba. Aquí arriba no sé cuánto sea, cuántos metros sean, pero si aquí son 40 pues aquí deben ser 200, no sé cuánto. ¿No? Entonces lo que se tiene que buscar es que el barrido sea lo más eficiente posible y para que esto sea eficiente hay que mantener la inyección de nitrógeno o la inyección de agua que eso es lo que también hay un planteamiento más adelante. Me estoy adelantando otra vez a la presentación, perdón. Y eso es lo que tenemos que checar para que finalmente incrementemos el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Pero creo que esta lámina era muy importante para platicar acerca de qué significan las eficiencias de barrido y por qué no queremos que los contratos entren.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y también por otro lado creo que es importante si yo tengo un pozo aquí muy cercano a los contactos, pues no puede tener una alta producción, porque lo que voy a hacer es halar el gas o si lo tengo por acá abajo voy a halar el aceite. Entonces si eso sucede pues alguien dice pues cierras el pozo y ya no. Pero es que eso va a afectar el comportamiento del yacimiento y finalmente el factor de recuperación. Entonces tengo que mantener las producciones de tal forma que la eficiencia de barrido sea la mayor posible. Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Ingeniero, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Cierro el comentario, aprovechando la lámina, para mostrar algo que no mencioné anteriormente. Si vemos la pendiente de esta línea, se iría por acá. Y si vemos la pendiente de la línea del contacto, si seguimos la trayectoria tal cual, se iría así. Entonces en la propuesta está cambiando, al menos como propuesta del operador está cambiando la pendiente. Es que es estas líneas punteadas y observen cómo al menos en el contacto agua-aceite la pendiente se vuelve a suavizar. Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero esa suavidad de esas pendientes es porque se cae la producción, no porque estés inyectando más. ¿O sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten ahondar aquí en el tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, digo, para dejarlo claro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, para dejarlo claro. En términos del agua, cuando nosotros teníamos... Se inició la inyección en 2009 de forma continua. 2012, 2013, 2014 se tenía un factor de reemplazo cercano al 100%. Por eso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no avanzaba tanto el agua porque estaba manteniendo presión en el yacimiento. Cuando se empieza a incrementar la producción, el ritmo de vaciamiento es mayor del aceite y del gas con respecto a lo que se inyectaba de nitrógeno y empieza a avanzar el contacto. Aquí ya se explicó que tiene relación de 40 metros más o menos en dos años, dos años dos meses. A partir de este punto lo que se está haciendo es que se está asegurando, o se está previendo asegurar lo que está marcando el plan, un factor de reemplazo del 100% o más porcentaje o 100% de este factor de reemplazo.

¿Qué quiere decir? Que van a inyectar más nitrógeno para sufragar lo que estábamos quitando nosotros por producción tanto de aceite, agua y gas. Entonces ahí sería ese balance y por eso están manteniendo en este sentido el contacto agua-aceite al mantener la presión, que es lo que veíamos en gráficas anteriores que la presión se mantenía. Ahora bien, ¿el contacto por qué va a empezar a disminuir el avance? Pues también se relaciona a que también en la distribución si lo vemos es un anticlinal alargado, pues va a estar en contacto con mayor volumen poroso. Al estar en mayor contacto del volumen poroso contra el avance, pues se tiene que difundir en más cantidad de área. Eso también va alentando el contacto gas-aceite derivado también adicionado a que obviamente ya está el campo en declinación y pues el ritmo de vaciamiento es menor. O sea, se conforman una serie de factores que ayudan para el mantenimiento de la presión, para la disminución del avance del contacto gas-aceite y la propia estructura en el yacimiento.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Adefante por favor. Mostramos en la gráfica en pantalla un comparativo donde en color azul se muestran campos nacionales y en color verde campos internacionales. Digo, aquí hay que hacer la mención de que pues estos son campos ya en una etapa de madurez. ¿Perdón?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Son los análogos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Son los análogos. Pero están en una etapa de madurez y por lo tanto somos más cuidadosos en poner algunas características. El que está en rojo sería Maloob. El primer comparativo sería al interior de cada barrita ponemos cuál es el mecanismo de extracción. En este caso es mantenimiento de presión y sistemas artificiales BN y BEC. Entonces los primeros que se pueden comparar con las características y todo pues son precisamente los que tienen mantenimiento de presión BN y BEC, como es el caso de Ku que tiene mucho más tiempo de producción y que ha alcanzado, bueno, esos serían los finales, ¿no? El esperado de 59% en factor de recuperación y del lado derecho está el campo Zaap también es parte de los tres que están ahí muy cerca. Y tenemos algunos otros, por ejemplo, este Amposta Marino que alcanzó, este ya está cerrado. Este sí alcanzó un factor de recuperación...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El de Maloob 39.7 es el esperado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es el esperado y es en la parte del Cretácico para que sea comparable contra lo demás, que es donde está la mayor parte de la producción. Entonces mencionaba de este que es un internacional, es en España y que ya alcanzó, este ya está cerrado y que alcanzó los 50.6 como factor de recuperación. Otro importante en el comparativo es este campo el Yates, que tiene mantenimiento de presión y sistema artificial de BN y del cual se tomaron algunos aspectos tecnológicos para la terminación de los pozos, por eso lo traemos a referencia. Entonces como podrán ver la media pues anda del orden de los 35 más o menos, 34 y aquí estaría posicionado el campo Maloob, que es edad Cretácica que son carbonatos que son costa afuera, excepto Yates que ese es terrestre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Adelante por favor. Con respecto a la parte de aprovechamiento de gas, la que sigue. Aquí, bueno, es importante mencionar un tema que ya salió en algunas otras ocasiones. Hubo en el 2016 una sanción. Se plantearon algunas acciones correctivas con estas resoluciones mostradas en pantalla sobre el aprovechamiento de gas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

todo el activo Ku-Maloob-Zaap y se propusieron acciones y actividades muy específicas con inversiones previstas como está en pantalla.

Entonces en este sentido –dale, la siguiente por favor – lo único que quiero resaltar es que con base a las atribuciones de esta Comisión se le da un seguimiento puntual a esta sanción. Se ha incrementado notoriamente la curva, precisamente sin entrar al detalle, solamente muestra el seguimiento que se está dando y el comportamiento solamente para el campo Maloob que ha incrementado a partir de la sanción que andaba del orden de los 82% como aprovechamiento de gas a actualmente valores de los 95% más o menos en promedio. Y lo que se tiene previsto en esta propuesta de Plan de Desarrollo es alcanzar el 98% de aprovechamiento de gas en el año 2020 y deberá mantenerlo durante la vigencia del mismo. Sin embargo, pues se le da seguimiento puntual al tema con la resolución antes mencionada. Adelante por favor.

Con respecto a los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Si bien tiene muchos elementos, es sencillo de identificar lo sustantivo de los puntos de medición. Los puntos rojos representan medición operacional que debe de existir pues para la toma de decisiones en el día a día. Los puntos amarillos son mediciones de referencia y aquí están las plataformas en las que se encuentran. Hay puntos verdes que representan puntos de transferencia, pero lo relevante es lo que está en cuadrado en línea punteada puesto que son los puntos de medición donde se establece la medición fiscal. Y obviamente aquí está la Terminal Marítima de Dos Bocas, aquí está Palomas, la Terminal Marítima de Cayo Arcas y el barco, el FPSO y el Yuncaná.

Lo relevante en los puntos de medición es identificar dónde está el punto. Voy a por ejemplo tomar de referencia para el caso de aceite que son todas las líneas rojas y convergen aquí, por ejemplo, es a la salida de la exportación de la monoboya. Establece en esta tabla que los medidores son turbina y donde está el PM-100 y el PM-200. Y así está enmarcado entonces dónde están estos: tipo de medidor, la instalación y la ubicación de las mismas. Y para el caso de gas y condensados sería la parte que está en líneas amarillas y el recuadro igualmente que está del lado derecho. Y ahí por ejemplo tomo de referencia el CPG Nuevo Pemex que es para gas, la placa de orificio la TM-3501A y para el condensado es un medidor



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Coriolis y ahí están las especificaciones y la ubicación. Digo, porque esto es lo relevante de los puntos de medición. Ahora, esta es la condición actual.

El Plan de Desarrollo – adelante – es muy similar. Lo único que cambió es, recuerden, que se tienen prevista la instalación de dos octápodos: Maloob-Eco y Maloob-Indio. Y aquí están, aparecen ahora en el esquema igual con sus mediciones operativas y el esquema de medición sigue siendo el mismo. Se mantiene Dos Bocas, Palomas, Cayo Arcas y el FPSO, así como para el aceite. Para el gas y condensado, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Cactus. Y ahí están en la tabla la ubicación.

Con respecto al programa de inversiones, mencionaba que el monto total son 13,841 millones de dólares dividido 7,046 millones de dólares en inversión y 6,795 millones de dólares de gasto de operación. Pueden observar de entrada que son montos muy similares. Entonces en la parte de inversión este es el desglose. En la parte de las instalaciones pues obviamente está considerado los octápodos; en la parte de perforación de pozos los 22 pozos que se tienen previstos; en la construcción de instalaciones de producción están los 6 ductos; las intervenciones a pozos es un monto considerable puesto que ahí está considerado los suministros del gas nitrógeno y los suministros para el sistema artificial BEC; y en la parte de operación de instalaciones la operación propia del FPSO, mantenimiento de instalaciones y el manejo de crudo. Ahora, esto es en cuanto a las inversiones y acumulan los 7,046 millones de dólares. Sin embargo, al ser un monto alto los costos operativos, también nos dimos a la tarea de investigar por qué son tan altos. Dale un clic Gustavo. Si fueras tan amable Gustavo, aquí. No, en la crucecita. Es solamente para ver el detalle de los costos operativos en el mismo periodo 2018-2034. Gracias.

Entonces este es el detalle de los costos operativos. Entonces ya empezamos a ver que ellos consideran sus tarifas de logística de aceite y la compra de gas, administrativos, inter-organismos, reserva laboral, mano de obra, servicios, etc. Todos los rubros que están ahí. El monto es 6,795 millones de dólares, donde obviamente pues lo más fuerte es la parte de compra de gas y la tarifa logística de aceite. Regresamos a la... La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mencionaba al inicio que lo que se busca es dar cumplimiento al artículo 44 y 39. Y con base a la información técnica presentada por Pemex Exploración y Producción, se precisa lo siguiente. Con respecto a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, la modificación al plan permitirá acelerar el desarrollo de esta asignación. Con respecto a elevar el factor de recuperación y obtener el volumen máximo de petróleo y gas en condiciones económicamente viables, pues se nos mostraba a lo largo de la presentación los factores recuperados esperados tanto para aceite y para gas. Con respecto a la reposición de las reservas, PEP pretende reactivar pozos cerrados con posibilidades a través de sus reparaciones mayores previstas con objetivo Jurásico y Eoceno y de ser exitoso pues se podrán reclasificar sus reservas.

En la que sigue. Referente a promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción, las actividades previstas promueven el desarrollo de actividades tanto para la exploración como para la extracción. Con respecto al programa de aprovechamiento de gas, mencionaba que está en supervisión continua la parte de la sanción a Ku-Maloob-Zaap y en el tema específico de Maloob en el 2020 se espera alcanzar el 98% de aprovechamiento. Con respecto a tecnología y al plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, mencionaba que se tienen previsto el monitoreo en tiempo real, la instrumentación de pozos con colas extendidas, que es una forma de terminación y producción de los pozos, la medición multifásica, entre otros.

Recomendaciones. Y llegamos al punto de lo que estábamos discutiendo anteriormente. Se debe asegurar el mantenimiento de presión a través de la inyección del nitrógeno precisamente porque el avance del acuífero cubrirá zonas de aceite que no podrían recuperarse – lo explicaba hace un momento el Comisionado Néstor – mediante la recuperación primaria o secundaria, por lo que se debe de buscar el factor de reemplazo igual al 100%. Adecuar y optimizar la infraestructura para evitar el sobredimensionamiento y asegurar la estabilidad del flujo. Y no solo esto, en esta optimización se podrán desincorporar algunas instalaciones o pozos, con lo que se reducirán mantenimiento y en sí valor en libros de esta infraestructura. Administrar el ritmo de vaciamiento. Actualmente se tiene un avance de los contactos como lo veíamos hace rato tanto el de agua-aceite como el contacto gas-aceite, provocando la disminución de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ventana operativa de aceite, lo cual podría afectar la estrategia de desarrollo y eso es precisamente lo que se debe de cuidar. Y evaluar escenarios. Mostraba en un inicio que sí han habido algunos acuerdos con universidades, IMP para hacer estos análisis. Sin embargo, es recomendable que continúen con los esfuerzos necesarios para una correcta aplicación de los procesos de recuperación avanzada y mejorada mediante la evaluación integral de campos análogos y veíamos una tabla con cuadrantes donde es necesario buscar alternativas y voltear a ver el comportamiento de los campos que están aledaños. Ahora sí damos pauta a las preguntas.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa última me gustó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Colegas Comisionados, ¿comentarios? Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues yo quisiera en primer lugar agradecerle aquí al maestro León Daniel y su grupo. Este esfuerzo fue bastante, bastante profundo. Hubo no menos de 10 reuniones. Hubo reuniones con todos los Comisionados cuatro veces. O sea, yo creo que el nivel de análisis que se le ha dado ha sido extremadamente satisfactorio. Yo creo que hay que reconocer todo el esfuerzo y toda la paciencia que han mostrado para sacar este resultado.

Por otro lado, el siguiente comentario que tenía es que estamos hablando de un sistema que tiene un grado de incertidumbre muy grande. Este es el mejor plan con la información que se tiene hasta este momento, lo cual quiere decir que en este caso el asignatario que es Pemex pues va a hacer modificaciones y va a hacer ajustes y va a hacer todo lo necesario para cumplir con el objetivo. También puede suceder que haya algo que implique un cambio radical de estrategia, en cuyo caso tendrán que venir con un nuevo plan a esta Comisión. Entonces yo quisiera decirles que estamos muy satisfechos que con la información y en el momento actual este es el mejor plan que pudo haber presentado la empresa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Comisionado Moreira. Colegas, Comisionado doctor Néstor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues yo quiero iniciar felicitando al Comisionado ponente, a la Unidad de Extracción. La verdad es que y, bueno, todos los que intervienen, no solamente la Unidad de Extracción, para que nos presenten un dictamen técnico. Pero quiero hacer énfasis en que el plan es el inicio de lo que a continuación es la ejecución. Y después de la ejecución viene una evaluación de la ejecución y eso va a ir cambiando el plan. Lo que muchas veces hemos comentado o que enfatizamos el que el plan es dinámico. El plan va a ir cambiando en la medida que vamos teniendo más información y creo que entre todas las conclusiones que se plantearon están lo que habíamos dicho los diferentes Comisionados y en la parte de tecnología creo que está planteado ahí específicamente, pero a lo mejor no con tanto detalle. Si van a inyectar agua pues ojalá fuera el agua esta que le llaman inteligente o el agua el smart water pero que la traducción sería algo así como agua diseñada de tal forma que el barrido sea más eficiente, que en la parte de la inyección de nitrógeno pudieran en todo momento plantear que hay un balance de vaciamiento en todo momento. Eso es importante. Y en la medida del análisis que hemos hecho, pues vemos que esto es posiblemente el mejor escenario en este momento y creo que el doctor Moreira lo dice bien: esto va a ir cambiando en el tiempo.

Pero estamos hablando del yacimiento más importante. O sea, 10 reuniones con todo el tiempo que le hemos dedicado, con todo el tiempo que le hemos dedicado aquí creo que es lo menos que podemos hacer, porque produce 458,000 barriles por día. Es el 25% de la producción de toda la nación, tiene también un potencial de más de 1,000 millones de barriles por recuperar. Entonces no solamente es quedamos en el plan que es esta parte, estamos evaluando, sino darle el seguimiento que nosotros le llamamos la supervisión, que para ellos es la ejecución y la evaluación. En la medida que podamos darle el seguimiento, pues vamos realmente a maximizar el valor. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Bien, Secretaria Ejecutiva por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.47.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.

ACUERDO CNH.E.47.003/18

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, último párrafo, 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 al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.

- II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye a la Unidad Técnica de Exploración, para que, por conducto de la Dirección General de Dictámenes de Exploración, lleve a cabo la ratificación de los descubrimientos que sean notificados por los asignatarios, conforme a lo previsto en los títulos de asignación para realizar actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado Massieu, por favor adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Gracias Comisionado Presidente y demás Comisionado y Comisionada. El objetivo de este acuerdo que se propone es instrumentar una obligación establecida hacia la CNH contenida en los Títulos de Asignación otorgados por la Secretaria de Energía consistente en ratificar los descubrimientos confirmados por los asignatarios en la etapa de exploración.

Esta obligación se contiene – como ya lo dije – en los Títulos de Asignación en el elemento quinto de los términos y condiciones de los mismos, en el segundo párrafo para ser específicos. En este texto se menciona que existe una obligación por parte de los asignatarios de dar aviso a la Comisión de cualquier descubrimiento que confirmen durante esta etapa. Siguiendo por favor.

Esta obligación se tiene que dar, este aviso se tiene que dar durante los 30 días siguientes a que se lleve a cabo esta confirmación y el asignatario deberá notificar y remitir diversa información que está contenida en ese elemento quinto y es muy claro el texto en cuanto a cuál es la información que se debe de entregar y es la que está detallada en la pantalla. En primer lugar, se debe de entregar toda la información técnica disponible relacionada con el descubrimiento, incluyendo detalles de calidad, flujo y formaciones geológicas, entre otros elementos. Después se tiene que hacer un reporte analizando esta información mencionada anteriormente y estableciendo detalles acerca de un posible programa de prueba de pozos. Y finalmente se tienen que entregar criterios preliminares sobre la conveniencia de realizar actividades de evaluación de dicho descubrimiento. Una vez que se anuncia esta información que debe ser



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entregada al momento de confirmar descubrimientos o hasta 30 días después, se establece la Comisión para la Comisión para ratificar en su caso este descubrimiento y esto es lo que se está tratando de instrumentar a través de este acuerdo.

En ese sentido, la propuesta que contiene este documento es que se instruya a la Unidad Técnica de Exploración a través de la Dirección General de Dictámenes de Exploración a realizar la evaluación, en primer lugar, la evaluación técnica de esta información que entregue, la cual tiene la obligación de entregar el asignatario, con el fin de que en su caso se pueda también prevenir al asignatario para subsanar ya sean inconsistencias o deficiencias que se encuentren. Y en su caso, si la evaluación es positiva, se ratifiquen los descubrimientos con base en los requerimientos comprendidos en dicho elemento quinto de los títulos de las asignaciones correspondientes. Finalmente, la última etapa de la instrumentación de esta obligación es que esta misma Unidad Técnica de Exploración presente al Órgano de Gobierno un informe trimestral de aquellas ratificaciones de descubrimientos que haya otorgado. Es decir, simplemente un reporte de los descubrimientos que se hayan ratificado a través de este procedimiento que estamos proponiendo.

Por lo anterior y considerando que con este proyecto de acuerdo se instrumenta esta obligación que viene enunciada en los Títulos de Asignación en cuanto a nuestra obligación de ratificar descubrimientos, ponemos a consideración este proyecto para que en su caso sea aprobado por ustedes. A su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor. Ah, disculpe usted, no lo vi.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que levanté la mano después. La palabra notificación es la notificación requiere entonces una validación.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- El proceso que describe en los Títulos de Asignación es el siguiente. Durante esta etapa los asignatarios tienen que confirmar un descubrimiento y tienen 30 días para entregarnos la información que está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

señalada en pantalla, la que hace un rato mencioné. Después nosotros tenemos la obligación de analizar esta información y en su caso ratificar este descubrimiento para que ellos después puedan informar a la Secretaría de Energía. Ese sería el procedimiento que se describe en los Títulos de Asignación. Y este acuerdo lo que busca es instrumentar la obligación que nos toca a nosotros, que es la de ratificar ese descubrimiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

ACUERDO CNH.E.47.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, III, y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracción XIII, 19, fracción XIV y 21, fracción XXVI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió el Acuerdo por el que se instruye a la Unidad Técnica de Exploración, para que, por conducto de la Dirección General de Dictámenes de Exploración, lleve a cabo la ratificación de los descubrimientos que sean notificados por los asignatarios, conforme a lo previsto en los títulos de asignación para realizar actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Evaluación de la acreditación del Compromiso Mínimo de Trabajo de exploración, de 5 asignaciones.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Maestro Álvarez, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Secretaria Ejecutiva. Buenos días Comisionados. Como bien lo mencionaron, lo que traemos el día de hoy es el análisis resultado de la evaluación que se hizo a 5 asignaciones de exploración y es lo que les mostraremos aquí el día de hoy. Adelante.

Este es el contenido de la presentación desde el objetivo, antecedentes, lo que hicimos como evaluación. Hay un componente de justificación por parte de Petróleos Mexicanos para la inactividad en estas 5 asignaciones y cuáles serían los siguientes pasos a seguir. En términos generales, el objetivo de la presentación del día de hoy es presentarles los resultados obtenidos del trabajo de evaluación de acreditación del compromiso mínimo de trabajo que realizó la Dirección General de Administración Técnica de Asignaciones. Adelante.

Como breve antecedente, estas 5 asignaciones se localizan principalmente en el Estado de Veracruz y una pequeña porción de ellos en el Estado de Puebla. Geológicamente se encuentran en lo que se conoce como la cuenca petrolera de Tampico Misantla. En estas 5 asignaciones también se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ubicar campos convencionales en producción y Pemex durante el trabajo que ha venido realizando en esta área detectó un alto potencial, sobre todo en yacimientos no convencionales. ¿No? De ahí que en su momento haya solicitado la ampliación al título que originalmente era de extracción a un título con capacidad de extracción y de exploración. Adelante.

En términos de cronología lo que ha ocurrido, como bien sabemos en agosto del 2014 la SENER con opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos otorga a Petróleos Mexicanos 286 asignaciones de extracción de hidrocarburos. Como ya lo menciona anteriormente, como resultado de la actividad en estas 5 asignaciones, para ser puntual es la 0381-Pitepec, la 0385-Soledad, la 0382-Amatitán, la 0386-Miahuapán y la 0388-Miquetla. Pemex identifica la prospectividad en estas áreas, sobre todo la parte de recursos en lutitas y es por ello que hace esta solicitud a la Secretaría de Energía en el 31 de julio del 2015. Y es en septiembre de ese mismo año donde la Secretaría de Energía nuevamente con asistencia de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos da el título con la capacidad de exploración a Petróleos Mexicanos en toda la columna completa.

Finalmente, mediante los oficios que aparecen ahí mencionados, la Secretaría de Energía nos solicita el informe del estado que guardan estas asignaciones de exploración. Este es un caso muy similar Comisionados a lo que ya hicimos en su momento cuando terminó el periodo inicial de los 3 años para las 107 asignaciones que analizamos aquí en su momento. Estas 5 asignaciones al haber sido otorgadas en septiembre del 2015, pues su periodo de 3 años vence en septiembre de este año y es por eso que traemos a ustedes ese análisis. Adelante.

Como antecedentes adicionales, pues tenemos el marco legal donde a la CNH nos da la atribución de la administración técnica y la supervisión de asignaciones. En términos generales tenemos en la Ley de Hidrocarburos el artículo 7, donde básicamente menciona que somos responsables de la administración técnica y supervisión del cumplimiento de los términos y condiciones de los títulos. La Ley de los Órgano Reguladores Coordinados en Materia Energética, que en su artículo 38, fracción tercera, establece que somos responsables de la administración en materia técnica tanto para asignaciones como para contratos. Obviamente en nuestro Reglamento Interno a través de la Dirección General de Administración Técnica de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignaciones somos responsables del seguimiento y supervisión de la actividad de los mismos. Y finalmente los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes, principalmente en el artículo 43, donde es responsabilidad de esta Comisión verificar el cumplimiento y dar seguimiento a los planes aprobados para estas asignaciones. Adelante.

El tercer componente es cuáles fueron los elementos que evaluamos durante este periodo de los tres años. Aquí hago referencia a lo que es el Título de Asignación. En el Título de Asignación, en el anexo 2 de los títulos, se establece lo que es compromiso mínimo de trabajo, lo que conocemos nosotros como el CMT. Y para estas asignaciones se tenían cuatro elementos principales, tres de ello que se conoce como metas físicas que eran estudios. El segundo de ellos era procesado 3D y el tercero de ellos era pozo. Y el otro compromiso era la inversión asociada al desarrollo de cada una de estas metas físicas. Lo que ven en la parte derecha de la lámina es cómo se contabilizaron cada uno de los elementos. Los estudios, el número de estudios; la parte del procesado 3D es con base a km^2 cubiertos por el procesado que ejecutó Petróleos Mexicanos; la parte de pozos también es en términos del número de pozos perforados; y obviamente la inversión asociada a cada uno de estos tres que acabo de mencionar.

Otro aspecto importante a destacar es cuando se hace el seguimiento y la supervisión, esta se hace solamente contra elementos o metas físicas terminadas. Un pozo concluido se contabiliza, no contabilizamos un pozo en proceso de perforación o en terminación. Una vez que la actividad ha sido concluida es que se contabiliza como ejecutada. Adelante.

Habiendo establecido cuáles fueron los cuatro elementos que se utilizaron para la evaluación, lo que ustedes ven aquí en esta lámina es simplemente las cuatro etapas a través de las cuales la Dirección General de Administración Técnica de Asignaciones siguió para darle los resultados que a continuación mostraremos. En la primera es en la solicitud de entrega de reportes y de información. Prácticamente lo que es etapa 1 y etapa 2 es lo que se establece dentro de nuestros lineamientos, los tiempos de entrega tanto para los informes mensuales que se establece con los cuales esta Comisión da seguimiento a las actividades tanto del asignatario como los contratistas. Una vez que se tiene esa información, lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procede es hacer esta etapa de evaluación de las metas físicas y de la inversión ejecutada versus la planeada. Y finalmente hacemos la integración de información y resultados, que es lo que les mostraremos a continuación. Adelante.

Lo que ustedes ven aquí es el resultado del proceso de evaluación de estas 5 asignaciones que mencionábamos en primera instancia. Si observan, cuando yo originalmente hablé de ellas no mencioné la M. La M aplica cuando ha habido alguna modificación en los títulos, ¿no? Entonces es una segunda modificación, es por eso que aparece como elemento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Tiene 2M.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es que ha sufrido dos modificaciones, así es. Entonces lo que ocurre aquí, lo que ven aquí en esta primera columna, es lo que establece el compromiso mínimo de trabajo para todos y cada una de ellas en el anexo 2. Lo que ven en esta columna que dice real es lo que Pemex nos reporta como ejecutado y que verificamos en términos de ejecución. Y esta última columna es el diferencial que existe entre lo planeado, que es el compromiso mínimo de trabajo, y la ejecución real de Petróleos Mexicanos. Lo que pueden ver acá en términos generales es el tema de que la principal desviación se encuentra en los pozos. Prácticamente ninguna de las asignaciones tuvo perforación. Y lo que ven acá es el desglose de cada una de ellas. Es otra manera nada más de colocarlo en términos de un gráfico para que vean cuál fue la actividad CMT, la actividad realizada y el diferencial que existe. Adelante.

Este es para el caso de las otras cuatro asignaciones y como podrán observar el principal diferencial es en inversión y esto pues se debe netamente a la falta de la perforación de estos pozos que estaban comprometidos en estas 5 asignaciones. Adelante.

Como resumen, pueden ver aquí esta tabla donde aparecen las 5 asignaciones. En el tema de estudios, prácticamente todas de ellas están en cumplimiento con respecto al compromiso mínimo de trabajo. Como ya lo veíamos en las dos láminas anteriores, no hubo perforación para ninguna de estas asignaciones. Y en el tema del procesado 3D, para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aquellas que tenían esa actividad comprometida dentro de su compromiso mínimo de trabajo, también se ejecutó. Y en el tema del avance en términos de la inversión, fue principalmente entre el 5% y el 8%. Nuevamente, esto se debe principalmente a la no ejecución de la perforación de los pozos. Lo que pueden observar ustedes acá no es más que un mapa que define en colores en verde aquello que nosotros calificamos como ejecución de actividades, en términos de actividades, y lo que ven del lado izquierdo es en términos de inversión. Adelante.

Una vez que se hizo el análisis con respecto a la información entregada por Petróleos Mexicanos, esta Unidad a través de nuestra Dirección General de Administración Técnica de Asignaciones se dio a la tarea obviamente de buscar justificaciones al asignatario de cuál había sido las razones por las cuales había este desfase entre lo que era el plan aprobado y que se tradujo en su compromiso mínimo de trabajo y la ejecución. Entonces lo que ven ustedes aquí en esta lámina es una línea de tiempo que nos sirve para ver cuándo fueron emitidos esos títulos, en septiembre del 2015; cuándo fue la presentación de esos planes; cuándo fue aprobado; y ya que estaban este tiempo de ejecución que era aproximadamente un año, todavía después fue cuando sale la regulación en términos de ASEA y la regulación de CONAGUA sobre todo para el tema de la perforación de pozos no convencionales.

Entonces como observarán pues hay un desfase entre que fue emitido el título, en que fue aprobado el plan y en que la regulación estuvo vigente. Entonces esto justifica o explica de una manera por qué Petróleos Mexicanos no ejecutó la perforación de los pozos que tenían comprometidos como parte del título en el componente exploratorio. Adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más una precisión.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Sí, atrás.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La presentación de planes fue el 24 de noviembre del 2015, ¿verdad? Es que ahí abajo dice 2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si, fue 2015, un error. Y ya por último esta lámina sirve nada más para mostrarles cuál fue el proceso que se siguió para el tema de las justificaciones. Ahí durante nuestro análisis, como bien lo mencioné, solicitamos a Petróleos Mexicanos que nos hiciera la justificación del porqué de la desviación de lo planeado versus lo real. Se enviaron los oficios correspondientes y obviamente se recibió la respuesta por parte de Petróleos Mexicanos en abril del 2018 para justificar la desviación de estas 5 asignaciones. Y en términos generales, la justificación es lo que ven ahí ustedes bajo el numeral 4 que establece que la perforación de los pozos exploratorios fue diferida debido a la falta de certeza jurídica, principalmente con respecto a la regulación para yacimientos no convencionales.

Esta es la última lámina, que es lo que sigue. Lo que ven ahí marcado es lo que ya hemos hecho. La modificación del título, el periodo adicional y al día de hoy estamos aquí donde nosotros les presentamos a ustedes como Órgano de Gobierno qué es lo que está sucediendo con respecto a estas asignaciones. ¿No? Lo que seguiría dentro del proceso es que la SENER resuelva sobre el otorgamiento del periodo adicional. Si se procede al otorgamiento del periodo adicional, obviamente la Secretaría de Energía le pedirá a Petróleos Mexicanos que presente el nuevo plan para el nuevo periodo de los dos años. Y nuevamente la Secretaría de Energía nos pedirá opinión con respecto al compromiso mínimo de trabajo que será incluido dentro del nuevo anexo 2 de los Títulos de Asignación para estas 5 asignaciones, ¿no? Y ya por último, lo que haría la Secretaría de Energía sería modificar el título correspondiente en caso de que se decida darle la extensión adicional de estos dos años. Y con eso concluyo la presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Álvarez. Comisionado Franco y luego voy con la doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, ahí en esa lámina señalan que CNH Órgano de Gobierno emitir recomendaciones sobre el otorgamiento del periodo adicional y sobre el periodo de evaluación. Pero de acuerdo a lo que nos platica nuestro jefe de Unidad, pareciera que esos retrasos, ese tiempo no es atribuible al operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Yo sé que en la Constitución venía se otorga el título de exploración por tres años y de acuerdo a la acreditación que se tenga se pueden otorgar dos más. Y aquí pareciera que, bueno, pues los tres ya pasaron, ni modo y solamente le otorgamos dos más. No sé si dentro de la recomendación, si legalmente se puede, recomendar pues que se le den sus tres años más dos más. Es un área de recursos no convencionales que en dos años va a ser muy difícil que evalúen el potencial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente, es exactamente lo que iba a decir. O sea, si estamos después de tres años en realidad ha sido un problema digamos del Estado que no se ha podido iniciar las actividades, pues la recomendación por parte de la Comisión debería de ser, desde luego apegándonos a la parte legal, que se reinicie digamos el periodo de la asignación desde cero y que se inicie con los tres años para que se pueda hacer una evaluación completa de estas áreas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Es eso posible jurídicamente Comisionado Acosta?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, en mi opinión lo que nos está solicitando la Secretaría de Energía es exclusivamente la evaluación del cumplimiento que ya la estamos viendo muy puntualmente. Y estamos también agregando, aunque no se nos solicita, una serie de argumentaciones que nos proporciona el operador, en este caso Petróleos Mexicanos, respecto a las razones por las que no pudo llegar a la meta, las que estamos incluyendo en nuestro dictamen. Creo que ya le correspondería a la Secretaría de Energía analizar el otorgamiento de estos dos años adicionales o alguna solución adicional. Yo creo que nos excederíamos en caso de que nosotros de entrada propusiéramos los tres años otra vez y posibles dos años adicionales. Me parece que creo que esto va a ser tomado en cuenta por la Secretaría de Energía. No creo que le corresponda pues a la CNH hacer una propuesta que inclusive va más allá del propio transitorio constitucional, aja, que se estableció para regular esta parte.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero al final es una recomendación. Yo creo que sí se puede recomendar que analicen, dado todos estos eventos, justificaciones y dado que técnicamente como somos nosotros se ve que el potencial no se va a poder evaluar en dos años. Nada más es darles la alerta, no es no lo estoy obligando, no le estamos diciendo. Como propuesta, nada más que analicen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A lo mejor podemos decir observar es que el periodo es corto para tales fines. ¿No? En esos términos Secretaria Ejecutiva.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, más que proponerles un periodo decir, bueno, observamos que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Observamos esta situación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si serían dos años tendrá estas complicaciones en ejercicio de las atribuciones que le corresponden

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Señalar la problemática que ustedes Comisionados están insistiendo, ¿no?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si tienen chance y le dan cinco más.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Le dan otra vez una asignación. O sea, le vuelven a dar una asignación ya con condiciones distintas.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, puede ser. Si, yo lo que veo jurídicamente es eso. O sea, más que ir más allá de las cláusulas que marca el transitorio de la Constitución, la posibilidad es que plantee la Secretaría de Energía la posibilidad de dar una nueva asignación para lo cual, bueno, tendría que regresar aquí a este Órgano de Gobierno.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien, ¿entonces les parece agregar ese señalamiento como proponen los Comisionados? Muy bien.”

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

ACUERDO CNH.E.47.005/18

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de la Evaluación de la acreditación del Compromiso Mínimo de Trabajo de exploración, de las Asignaciones A-0381-Pitepec, A-0385-Soledad, A-0382-Amatitlán, A-0386-Mihuapán y A-0388-Miquetla.

Asimismo, el Órgano de Gobierno observó que, tratándose de un área de recursos no convencionales, se estima muy difícil que se pueda evaluar el potencial petrolero en dos años, por lo que acordó recomendar a la Secretaría de Energía que, conforme a las atribuciones legales que le corresponden, valore la posibilidad de que se otorgue un período más extenso para realizar las actividades previstas en el Compromiso Mínimo de Trabajo.

Lo anterior, tomando en consideración que el no haber iniciado actividades en el período de origen no fue atribuible al operador.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:54 horas del día 21 de agosto de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva