



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:39 horas del día 18 de octubre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Sexta 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 220.0991/2018, de fecha 17 de octubre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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 modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción, en relación con el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote.**

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado, muchas gracias Comisionados. La modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la asignación A-0034-M-Campo Ayocote, donde el operador es Pemex Exploración y Producción, quisiera comentarles un poco de sus antecedentes. Esta asignación se encuentra ubicada en la Cuenca Salina del Istmo del Estado de Tabasco. La explotación de ese campo inició en el año 2014 produciendo en la formación de Mioceno Superior. La etapa con mayor desarrollo de este campo fue de abril de 2014 a febrero del 2016 en donde se perforaron 16 pozos de los 19 con los que cuenta esta asignación y en febrero de 2016 alcanzó la producción de máxima producción con 16,680 barriles al día con recuperación primaria hasta este momento. El operador Pemex solicita una modificación por tres razones principales: derivado del comportamiento del yacimiento y de la producción, donde pues han realizado algunas actividades adicionales al plan originalmente presentado; existe una disminución en las reservas cuantificadas al 1 de enero del 2018 respecto a las que originalmente se habían presentado en 2015 y aquí quisiera yo hacer una pequeña reflexión.

Este campo es de los campos donde se descubre el pozo y de inmediato lo ponen a producir. Entonces en esta ocasión pues se había manifestado un cierto recurso, una cierta reserva en lo que fue el campo de hidrocarburo, de reserva de hidrocarburo en aquella ocasión en el 2015 la cual inclusive se certificó, pero no pasó a una etapa de evaluación que hemos estado manifestando constantemente en este Órgano de Gobierno que es muy importante y se puso de inmediato la producción y se puso de inmediato a un desarrollo del campo, el cual – pues como lo vamos a ver en la presentación – de inmediato se puso a producir. Llegó a una producción bastante alta como lo manifesté hasta 16,680 barriles al día, o sea, digamos que la producción fue importante. Sin embargo, pues una vez que se ha venido desarrollando, se ve que la reserva calculada inicialmente no fue la que se había calculado de inicio, que eso es lo que se hace en las etapas de evaluación. Entonces bueno, ahora se reduce considerablemente esa reserva y por esa razón nos vienen a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para explotar únicamente la reserva remanente que queda y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

existe pues una variación de los montos que también se tenían inicialmente, aunque se va a invertir un poco más, pero en la reserva que es menor. Y, por lo tanto, desde luego el factor de recuperación va a incrementarse, pero la reserva el volumen es menor.

Entonces yo le pediría al jefe de Unidad de la Unidad de Extracción si no hace favor de que nos pueda explicar con detalle esta modificación del Plan de Desarrollo. Al maestro Mena si nos hace el favor de explicar el proyecto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionada por la una amplia introducción. Comisionados, si me permiten voy a ampliar la información que presentó como un resumen sobre la asignación M-0034-Campo Ayocote. En primera instancia, la relación cronológica inicia en mayo cuando Pemex presenta la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo. En el mes de junio Pemex atendió la prevención. En ese mismo mes la Comisión declara suficiencia de información. En los meses de agosto y septiembre la CNH solicitó comparecencias en una primera instancia para revisar puntos de medición y posteriormente para aclaraciones específicas sobre la variación del volumen original, parte de lo que comentaba la Comisionada Alma América. Finalmente, se cumplió con el contenido de información solicitado y se atendió también el tema de contenido nacional, por lo que estamos en condición de presentar esta propuesta de modificación de Plan de Desarrollo. Adelante por favor.

Ya se comentaron algunos antecedentes. En la gráfica se ve el comportamiento de producción de aceite, gas y es importante señalar que la línea azul pues representa la surgencia del agua, ya a principios del 2016 precisamente donde se alcanza los picos máximos de producción tanto de aceite como gas. Creo que, adicionalmente a lo que ya se ha comentado, en el plan vigente que es el de Ronda 0 se estimaba que la producción se agotaría en el 2026. Lo que vamos a presentar en la modificación del presente plan es que el pronóstico se proyecta hasta el 2033 con la actividad que vamos a ir detallando.

Con respecto a las generalidades del campo, tiene 78,893 km². Fue descubierto en el 2013 y puesto a producir en el 2014. La formación es del Mioceno Superior que se encuentra a los 3,000 metros de profundidad más o menos, metros verticales. Las arenas productoras son la AMS-20, AMS-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

30, AMS-40 y AMS-60, que incluso hubo una que se descubre posteriormente con la perforación de los 16 pozos en los años 2015 y 2016. Actualmente tiene 13 pozos produciendo y 6 cerrados con posibilidad. Estamos hablando de producción a través de sistemas artificiales BN y bombeo hidráulico tipo jet. La necesidad de aceite es de 34 grados API, es un aceite ligero y en el mapa de la derecha se puede ver la asignación del campo Ayocote en color amarillo y se puede ver que presentamos aquí la del campo Guaricho y del campo Arroyo Prieto.

Y esto es importante señalar, ¿por qué? Primero porque superficialmente toda la producción se maneja a través de la batería de Arroyo Prieto. Entonces operativamente esa es su forma de esquema, la batería se encuentra más o menos aquí y este es el ducto de salida de la producción de estas asignaciones. Y estos traslapes, vale la pena mencionar, solo son en superficie, no así en los yacimientos. Vamos a ver más adelante un mapa estructural que cubre precisamente toda la asignación, el yacimiento del campo Ayocote. Adelante por favor.

El objetivo de la modificación del Plan de Desarrollo busca extraer las reservas de la formación Mioceno Superior y que equivalen a 11.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para alcanzar un factor de recuperación de 54.8%. Mencionaba la Comisionada al inicio que actualmente es de 34.1%. Recuperar un período del 2018 al 2034 un volumen de 9.9 millones de barriles y 7.9 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa la totalidad de las reservas 2P de la asignación. Se pretende realizar la perforación de un pozo, 22 reparaciones mayores y 10 reparaciones menores con una erogación estimada en 90.75 millones de dólares para ese mismo periodo. Está localizada esta asignación en el Estado de Tabasco a 29 km de Las Choapas, Veracruz, y geológicamente está ubicado en la Cuenca Salina del Istmo. Adelante.

Se mencionó originalmente que hubo una sobreestimación del volumen original. Aquí se pueden ver los valores que se tenían. Justo en estos dos años se realiza la perforación de 16 pozos, lo que permite pues tener mejor información, conocer los volúmenes originales. Entonces la disminución fue consecuencia de que se tomó el único pozo que estaba perforado en ese momento en Ronda 0 para hacer la estimación tanto de volúmenes de aceite y gas, la cual se reconoce en el 2017 y se presentan estos nuevos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

valores. Vale la pena mencionar que también con la perforación de estos pozos se descubre la arenisca AMS arenisca del Mioceno Superior. Se descubre la 60, entonces se ratifican por un lado las areniscas 20, 30 y 40. Los volúmenes ya no son los que se tenían estimados en Ronda 0, son los que están del lado derecho y se incorpora esta arenisca 60 para un total volumétrico actual de 40.1 millones de barriles. Y de manera similar las reservas, pues se hace una mejor caracterización de yacimientos con la información que se tiene y entonces actualmente solamente se tiene reservas 1P y 2P por los valores que se tienen del lado derecho. Actualmente se pretende recuperar este volumen de 9.9 millones de barriles y 7.9 miles de millones de pies cúbicos de gas al término de la vigencia de la asignación, lo que representaría – reitero – sería el total de reservas en este momento que es 1P y 2P.

Hay tres supuestos en los que se justifica la modificación del plan. El inciso a del artículo 40, fracción 10 de los Lineamientos de Planes y es que derivado del comportamiento del yacimiento y de la producción respecto a lo que se tenía previsto en Ronda 0 se han realizado actividades adicionales. También existe una disminución en las reservas como ya mencionaba, no solo en las reservas, sino también en el volumen original. Y existe una variación en los montos de inversión que vamos a ver más adelante.

En la tabla se muestra el plan aprobado 2015-2029 y que tenía considerada la perforación y terminación de 18 pozos y 10 reparaciones mayores. Se han realizado en los años 2015 y 2016 estas 16 perforaciones y terminaciones, 19 reparaciones mayores y 28 menores que no estaban previstas. A eso se refiere con un incremento en la actividad. El plan propuesto prevé un pozo más, 22 reparaciones mayores adicionales y 10 reparaciones menores, así como el taponamiento al final de los 20 pozos. Aquí es importante que se puede ver una variación del plan aprobado con lo que al final tendríamos, que serían estos 18 pozos realizados más el que se va a realizar serían los 17 y hay 3 que estaban incluso antes de Ronda 0, por lo que el taponamiento prevé los 20 pozos de la asignación. Y de este tema con respecto al CMT, pues se realizará la notificación correspondiente a la UATAC.





Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Para dar cumplimiento al artículo 44, se deben de cumplir los tres temas siguientes: plan de producción para maximizar el factor de recuperación. Adelante. Se presentaron tres alternativas, obviamente considerando la recuperación de la reserva 1P y una variación intermedia hasta la alternativa tres que es la recuperación total de las reservas de esta asignación 1P y 2P que incluye lo que ya mencioné sobre la actividad: la perforación de un pozo, las reparaciones mayores y menores. Entonces se puede ver que al ir por la totalidad de las reservas pues tiene la mayor recuperación tanto de aceite y gas. Las inversiones se pueden ver ahí, no son tan sustantivas en el término de hacer esta perforación. Es más, la distribución lo vamos a ver más adelante, pero es más la distribución de las reparaciones mayores y menores. Por lo tanto, los indicadores económicos tanto antes como después de impuestos resultan mejores en la alternativa de ir por toda la reserva de la asignación, que es la seleccionada y que está mostrada en pantalla en color verde, solamente para hacer un comparativo de cómo se vería la producción de aceite en las tres alternativas y esta llegaría pues justo el límite económico es casi coincidente con la vigencia de la asignación en el 2034. Adelante por favor.

Con respecto a la actividad a realizar, esta es la actividad como se tiene previsto. La perforación se considera a realizar en el 2018. Aquí hay una nota importante. Sí se tenía el permiso, habían solicitado la autorización de la Comisión, pero el permiso caducó. No se realizó la perforación, entonces tendrían que hacer una nueva solicitud. Sin embargo, están listos para hacer la perforación e iniciar la actividad de reparaciones mayores y menores que es la banda de en medio en color gris: 22 mayores y 10 menores. Asimismo, el desmantelamiento se prevé a lo largo de los años para cumplir con los 20 pozos que tiene la asignación y la ejecución de abandono de las instalaciones superficiales sería pues casi la mayoría al final del término de la vigencia.

Con respecto al perfil de producción, lo mencionaba la Comisionada en un inicio, la perforación de estos 16 pozos se realiza en los años 2015 y 2016 y es efectivamente donde se alcanza la producción máxima, este pico. Sin embargo, también aquí se ve apenas muy tenuemente, pero inicia la surgencia del agua. Entonces pues se tienen que tomar acciones pues para disminuir y evitar esta surgencia de agua. El plan propuesto es lo que está en color verde más claro y ese sería el perfil esperado hasta el 2033 y la Np



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del plan modificado sería del orden de los 22 millones de barriles. De manera similar el gas, este es el comportamiento esperado que coincide con el del aceite, igual hasta el 2033. Y la Np, que sería el reconocer la parte real más lo previsto en el plan, o en la modificación del Plan de Desarrollo, alcanzaría del orden de los 19 miles de millones de pies cúbicos.

Con respecto al aprovechamiento de gas, se tiene previo a la presentación de esta solicitud de plan el 20 de junio, esta Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas mediante la resolución CNH.E.37.002/18, por lo que se mantiene vigente en los términos aprobados. Y aquí lo importante es que se cumpla la meta de aprovechamiento del 98%. Y eso se puede ver porque precisamente en los mecanismos de medición, que son la lámina siguiente, la producción de la asignación Ayocote se manda a la Batería de Separación Guaricho. Los puntos rojos significan que existe medición operacional en estos puntos. Una vez que entra a la batería de separación, el gas se manda a la Estación de Compresión Guaricho y de ahí una parte puede ser inyectada como gas húmedo de BN y una parte hacia el CPG La Venta, que es donde se tiene la medición fiscal. Si se recuperan condensados, se reinyecta a la corriente de aceite que sale de la Batería Guaricho hacia la Planta Deshidratadora La Venta, en donde junto con otras corrientes que hacen tratamientos. Se separa el agua, se manda el agua a la reinyección de pozos del campo Cinco Presidentes y lo demás se va hacia Palomas, que es donde se encuentra el medidor ultrasónico y que también es medición fiscal. Entonces, como podrán ver, el manejo de aceite y gas permite que haya ese aprovechamiento puesto que se utiliza en la inyección de gas húmedo y el aceite pues se va en las corrientes hacia Palomas. Adelante por favor.

Con respecto a las inversiones clasificadas en desarrollo, producción y abandono, mencionaba que se tiene prevista una inversión de 90.75 millones de dólares para realizar la actividad prevista, donde en la parte de desarrollo está la perforación del pozo que no es lo sustantivo y en la parte de producción, en la parte amarilla de la gráfica, están englobadas las reparaciones mayores y las reparaciones menores. Y además de los gastos de operación previstos del orden de los 46.9, darían los 9.75 millones de dólares que se consideran en el Programa de Inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 90.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 90.75 millones de dólares, perdón. Para dar cumplimiento a los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, se deben de cumplir los siguientes incisos. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero. En ese sentido, se considera la toma de información y actualización de los modelos dinámicos y estáticos para incorporar en este caso, reclasificar las reservas y, si fuera el caso, dentro de áreas de la asignación. Elevar el factor de recuperación puntualmente de 34.1% a 54.8% en el caso del aceite y de 28.7% a 32.6% en el caso del gas. Con respecto a la reposición de reservas, la modificación del plan prevé la recuperación de 9.9 millones de barriles y 7.9 miles de millones de pies cúbicos que es la total de las reservas de la asignación.

Las actividades planteadas, que es la actividad de perforación y reparaciones mayores y menores, son precisamente para el desarrollo de la actividad de exploración y extracción. La tecnología utilizada mencionaba que es a través de sistemas artificiales la extracción del hidrocarburo, principalmente bombeo neumático y bombeo hidráulico tipo jet, así como se van a implementar registros RCT, que son para precisamente medición de saturación de agua e hidrocarburos dado que ya se tiene presencia de agua en esta asignación. El Programa de Aprovechamiento de Gas se tiene contemplado una meta del 98% en términos de lo ya aprobado anteriormente y los mecanismos de producción pues son técnicamente viables.

Incluimos un par de recomendaciones, principalmente por la historia de irrupción de agua. Entonces se recomienda revisar, monitorear y administrar el ritmo y gastos de producción. Asimismo, la información que han obtenido les ha permitido considerar la actualización de sus modelos estáticos y dinámicos, sin embargo, esa revisión debe ser en el total de la asignación. Aquí está un esquema y la asignación superficial cubre perfectamente todo el yacimiento, sin embargo, la actividad que se ha desarrollado es más bien en esta parte. Toda la parte del lado derecho digamos del mapa que se muestra en pantalla debe de ser revisado considerando modelos no solo locales, sino los regionales para precisamente ver el potencial en la parte roja del lado derecho de la asignación. Por mi parte ese sería el resumen y quedo atento a cualquier comentario adicional.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias ingeniero Mena. Comisionado ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo varios comentarios y preguntas. La primera es derivado de que en la Ronda 0 se planteó un presupuesto de 91.17 millones de dólares desde 2015 a 2029, pero ya a julio de 2018 llevan 139, lo que observé de la presentación es que hay muchas reparaciones menores. Hay menos pozos, hay de 18 son 16, pero hay muchas reparaciones menores. ¿Esas reparaciones menores a qué se refieren específicamente?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Son los cambios de aparejo dentro de la mayoría de los pozos. Las reparaciones menores se hicieron derivado de la irrupción del agua y del comportamiento del acuífero dado que, como dijo la Comisionada, no se evaluó adecuadamente, por lo que se irrumpieron de agua la mayoría de los pozos y han estado tratando de solventar ese problema a través de cambios de aparejo y también reparaciones mayores que son los cambios de intervalo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero los cambios de aparejo son para controlar el agua?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- No, los cambios de aparejo también son para determinar, digo, para ayudar con el mantenimiento de la producción. Y también son areniscas, entonces ha habido arenamientos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Hay 22?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Mayores y 10 menores. Están pidiendo 10 menores y 22 mayores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, al revés.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- No, sí son 22 mayores y 10 menores.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Que básicamente son controles de agua y las menores es cambio de aparejo.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Pero básicamente se enfocan en las reparaciones mayores que van a ser los cambios de intervalo y las menores que ya son menos son los cambios de aparejo. Se están enfocando mucho en el control del agua, por eso es que son 22 mayores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Esta parte de la mala evaluación que comentó ingeniera, ¿a qué se refiere?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Lo que comentó la doctora es que solamente tenían un pozo perforado al momento de estimar el volumen original. De ahí se arrancaron a producir y empezaron a perforar hasta llegar en dos años a 16 pozos, por lo que comúnmente se hace se empieza a delimitar y a caracterizar junto con el desarrollo del campo. Esta situación los llevó a ver que el volumen original no era el estimado y además del comportamiento del acuífero no era el que habían esperado. No obstante, el comportamiento del yacimiento fue mejor a lo que ellos plantearon, es por eso que se balanceó y estamos recuperando las reservas totales de la asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El concepto de volumen original es los hidrocarburos que están presentes en el yacimiento. No tiene que ver con la producción, ¿verdad? ¿O hay alguna relación ahí?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- No, no, no. El volumen original es lo que está en el yacimiento. Se sobreestimó. El momento de empezar a producir se daba también lo de la Ronda 0. Como pudo ver Comisionado, empezó todo en el 2014, ellos estimaron 129.1 millones de barriles, lo cual cayó en una tercera parte derivado del desarrollo del campo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Pero creo que es bien importante enfatizar que no es un error técnico. Con la información que se tenía en ese momento se calculó un volumen original.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Sí, claro, fue cambiando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y ese volumen original fue cambiando en la medida que tenían más información. El volumen original disminuyó bastante. ¿El factor de recuperación y el volumen original no tienen una relación cómo sería la relación del factor de recuperación con el volumen original? Porque bien se decía que se compensa, ¿no? ¿Pero qué significa esta compensación?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Lo que pasa es que derivado de que el volumen original cayó en una tercera parte, el factor de recuperación se aumenta en un 54.1%. Es decir, si hubiéramos seguido con un volumen original tal vez mayor no se hubiera alcanzado un factor de recuperación tan alto. No obstante, estamos obteniendo al final del desarrollo del campo 22 millones de barriles de los 40.1 que existe dentro del yacimiento. Pero todo fue derivado de esta estimación que se dio en Ronda 0 y el desarrollo del campo como usted lo dice.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, la definición del factor de recuperación es que el volumen producido o que se va a producir entre el volumen original y el volumen original es el real.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Si claro, pero fue cambiando. Por ejemplo, ahorita hay un tren. Antes en los 129.1 hay un factor de recuperación digamos muchísimo menor y actualmente en 2018 y lo que se espera llegar es a 54.8 derivado de que se está obteniendo la mitad de lo que hay en el volumen original digamos correcto al 2018.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Pero bueno, el punto es la producción temprana del yacimiento no afectó el volumen original. ¿Verdad? Eso es una cuestión de concepto.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- No, no, no, la producción no. Fueron estimaciones y los modelos estáticos y dinámicos que se hicieron conforme se fue caracterizando el yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y las estimaciones fueron en base a la información que se tenía.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- En Ronda 0 con un pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Es que decir una mala evaluación como que da la idea de que no lo hicieron en la forma correcta, pero en función de la información que se tenía pues se calculan los volúmenes originales o los factores de recuperación. Finalmente fue un yacimiento que es mucho más pequeño de lo que se tenía pensado que podía ser, esa es la situación real. Pero la otra pregunta es y por qué los costos se han ido tan arriba, ¿no? Si el planteamiento era de 91 millones de dólares de 2015 a 2029, por qué ahora pues ya se gastaron 139 en la operación de este yacimiento y todavía se tiene presupuestado 90 millones adicionales. ¿Qué fue lo que pasó ahí? Esto se trata más de la evaluación económica. La evaluación económica tiene mucho mayor control. Entonces es un yacimiento más pequeño, pero la evaluación o el presupuesto es mucho mayor de lo que era para un yacimiento más grande. ¿Cuál es la razón por la cual esto se fue con costos mucho más arriba de lo que se tenía planteado? Ahí está la tabla, ¿no? En donde el plan aprobado son 91 millones, ya se ejecutaron 140, pero se requieren todavía otros 90. Entonces es más del doble de lo que se planteó en un inicio y el inicio era un yacimiento más grande. Ahora tenemos el yacimiento más pequeño y con mucha más erogación. ¿A qué se debe eso específicamente?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En primera instancia, bueno, la parte de la perforación casi se cumplió. Un poquito desfasado en el tiempo, pero esas perforaciones y terminaciones sí se realizaron.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Van a hacer 17 en lugar de 18.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Al final van a hacer 17 de 18. Llevan en dos años hicieron 16. Lo que se incrementó notoriamente fue las reparaciones menores. Empezaron a tener vista ya de la situación que se presentaba el agua, controles de arenas, tuvo que estar haciendo modificaciones en los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aparejos. Entonces la actividad que adicionalmente realizaron fue las reparaciones menores y es una de las causas por las que vienen a presentar el plan dado que es sí son más actividad de la prevista. Actualmente ya no prevén hacer más perforaciones y – repito – este último pozo está en la misma zona y están tratando de identificar precisamente dónde está el contacto agua-aceite, cómo está iniciando, porque se les empezó a aparecer pues en cada pozo que perforaban en las diferentes arenas. Todos estaban presentando. Entonces lo que quieren con este pozo adicional es delimitar dónde está el contacto de agua-aceite en la parte más flanqueada de la formación. O sea, ponía un esquema. A ver, hay un esquema donde está la perforación del pozo. Me ayudas con la lámina cinco por favor.

De toda la asignación, que es esta línea en color rojo, el yacimiento que mostraba abarca casi la totalidad de esto. Toda la actividad que se ha realizado está en esta fracción, en este pedacito. De hecho, el pozo que está, la localización del pozo previsto está aquí en esta zona. Entonces lo que están buscando precisamente es delimitar el contacto dónde se encuentra actualmente el contacto agua-aceite. Entonces...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero si regresamos a la tabla.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, regresamos a la ocho.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que se observa del antes y el después es que ahora van a hacer 38 y tenían 0 y no habían considerado los taponamientos y ahora sí lo están considerando. ¿Verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Vamos por parte. De estas reparaciones mayores ahora están previendo hacer 22 más y mencionaba que las reparaciones mayores son control de agua, algo que originalmente pues no tenían previsto. Y las reparaciones menores que son cambios de aparejo, van a hacer adicional a las que ya hicieron 10 más. Entonces se incrementa la actividad tanto de mayores, menores, de lo originalmente previsto y se incluye el taponamiento de los 20 pozos que actualmente tendría la asignación, los tres antes de Ronda más los que se van a perforar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces esa es la razón por la cual se incrementa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Esa es la razón por la que se incrementa o se consideran ahora 90 adicionales.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Otra inquietud que tengo es el perfil de producción, el que definen. Llama la atención que en los últimos años van a producir 100 barriles, ¿no? No sé si lo puedan poner por favor ahí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La lámina 13 por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y mucho se comentó. Es esa, pero creo que había una lámina donde se ve más claramente. Estos últimos años son 100 barriles, 80 barriles y esto se plantea como que es económico. Pero también la presentación se dijo que hay que controlar los gastos de producción para evitar tener más agua.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero también muchos yacimientos que no se controla el agua bajando la producción, no que se producen y se separa en superficie. Tenemos aquí bombeo hidráulico tipo jet. Con el hidráulico tipo jet podemos incrementar mucho mayor las producciones. Obviamente se incrementa la de agua, pero también la de aceite. Entonces mi pregunta y mi inquietud es: ¿100 barriles es un límite económico que permite seguir operando del orden de tres años?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pudiera ser siempre y cuando... porque como ya está la infraestructura – ¿no? – para el manejo y separación de agua y están previsto pozos para inyección, digo, actualmente ya hay.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero acuérdense que hay que separar el agua.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿100 barriles paga la separación del agua, la inyección, el transporte? Llama la atención, pero bueno, seguramente tienen todo eso analizado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Habría que hacer el análisis. Pero no, tiene sentido revisar esa parte de esos últimos 2-3 años qué tan viable es. Digo, hay que considerar que la infraestructura ya existe, el sistema artificial permitiría sacar un volumen de líquidos que incluiría los 100 barriles más toda el agua que en ese momento se aportara, pero sí habría que revisar si salen rentable.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces yo creo que este concepto que nosotros tenemos aquí en la CNH de gasto crítico, que es muy válido para pozos o yacimientos tienen un alto porcentaje de saturación de aceite, es válido en el sentido de que no se puede producir arriba del gasto crítico para no atraer el agua. Pero cuando ya el agua lo atrajimos, ya no hay gastos críticos. El gasto crítico lo da la parte económica: qué tanto podemos producir y cuánto es el costo de operación de hacer la separación y después reinyectar. Entonces de ninguna forma podemos estar pensando aquí en señalar gasto crítico. ¿Sí? Es algo diferente. Pero la conclusión que ustedes ponen está bien, hay que revisar la producción del gasto de agua en los pozos para controlarlo, pero no es un control en función de no atraer más agua, sino un control en función de que sea rentable económicamente.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor podríamos hacer esa redacción.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ponerlo más claro de que la infraestructura para el manejo se puede eficientar, siempre y cuando cuidemos esa aportación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque a lo mejor alguien puede pensar es que si están arriba del gasto crítico estamos sobre explotando. No, no es cierto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, la presencia del agua ya está en los pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Comisionada doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, quizá a lo mejor voy a ser un poco redundante pero sí me gustaría aclarar de que en este caso en realidad no es de que se haya hecho bien o mal, la evaluación, es que no se hizo. O sea, de inicio no se hizo una evaluación y por lo tanto el volumen estimado de inicio digamos fue voy a poner erróneo. O sea, al final de cuentas es un volumen que se tuvo. Ya con las actividades de desarrollo se fue afinando porque se había estimado únicamente con un solo pozo. Se fue afinando y de un volumen digamos de un 100% estimado inicialmente, el volumen que ahora presentan es un 30% de lo estimado inicialmente, un 40% de lo estimado inicialmente. Entonces eso hace que... ¿Por qué es tan importante y yo lo repito? Es porque con base a un volumen que tienen *in situ* hacen toda una estimación económica y de actividades de su desarrollo. Entonces por eso es tan relevante el punto de que no es lo mismo que tengan un yacimiento con un volumen grande – o sea, el que sea, de 100 – a que tengan un yacimiento con un volumen de 30 o 40. O sea, las unidades que ustedes quieran, porque no van a tener la misma inversión, el mismo Plan de Desarrollo en esas dos áreas que tienen diferencia de volumen. ¿No? Entonces creo que sí es importante cada vez que se tenga la oportunidad, y sobre todo cuando se tenga este tipo de resultados decir que es bueno en lo posible tratar de seguir todas las etapas que se tienen que seguir en una cadena de valor. Eso es lo que quería decir.

Y otra que bien me estaban comentando es de que, al momento de tener estas actividades, nosotros también tenemos que hacerlo, darlo a conocer además de la Unidad de Asignaciones y Contratos dentro de la Comisión, también se los tenemos que hacer saber a la Secretaría de Energía por si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay alguna modificación que se tenga que hacer en su asignación, en el anexo 2 de la asignación, para que se hagan las modificaciones que considere necesario la Secretaría de Energía. Entonces para que quede dentro de la resolución y del dictamen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionada. Doctor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La reserva, que obviamente involucra al volumen original 2015, 2016 y 2017, ¿fue avalada por un tercero independiente verdad? Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? ¿Fue afirmativa la respuesta?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, porque son las reservas al 1 de enero de 2018.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y esas personas la hicieron en función de una evaluación de la información que tenían disponible?

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. ¿Algún otro comentario colegas? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quería que quizás nos aclararan un poquito más la parte financiera. O sea, resulta ser que las reservas son la tercera parte de lo que se había estimado, pero los gastos son tres veces más que lo que se había estimado. Entonces hay una relación de 1:8 en el costo de lo que nos va a salir cada barril. ¿Estoy equivocado?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, es correcto. O sea, en un análisis así frío de números sí, baja la reserva una tercera parte, se reconoce eso en el 2017. Y por lo que explicaba, la actividad se incrementa precisamente porque ahora identifican que ya tienen que cuidar el agua, se están metiendo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

algunos controles para eso, y entonces prevén hacer actividad adicional sobre todo en tema de reparaciones mayores y menores. Estábamos revisando el costo de la perforación, no son tan elevados para la zona y la profundidad. Sin embargo, pues la actividad que se requiere son precisamente controles de agua que eso representan inversiones en pozos ya existentes, reparaciones mayores. Adicionalmente, pues mencionaba que incluyen todo lo que es el tema de abandono que no estaba previsto, que es una obligación y que tendrán que considerar entonces.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Doctor, pero si comparamos el valor presente neto del plan original con el valor presente neto del plan que están presentando ahorita, ¿cómo se ven?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Seguramente menor porque era mucho más el volumen y menor la actividad. Tendríamos que hacer un análisis, pero lo esperado son datos VPN menores en este escenario. Sin embargo, las alternativas que sí se revisaron es qué pasaría con recuperar solamente la reserva 1P, una intermedia que es la opción dos y el total de las reservas en este momento certificadas. Y pues bueno, son indicadores positivos tanto antes como después de impuestos, seguramente no tan atractivos como los que teníamos originalmente, eso es seguro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

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

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- ¿Qué tal Comisionados? Solamente para aclarar el punto que preguntaba el doctor Moreira. De acuerdo con la información de Pemex a 2014, el proyecto tenía un VPN después de impuestos de 1,383 millones de pesos y actualmente el que se presentó, bueno, cabe aclarar que es información a 2014, ¿no? Y este proyecto que se está presentando actualmente tiene un VPN después de impuestos de 92.3 millones de dólares, de dólares. Entonces sí es más alto el proyecto actual. Estamos hablando de 1,300 millones de pesos contra 92 millones de dólares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero no me queda claro el porqué.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- ¿Perdón?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El porqué.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No me queda claro el por qué. O sea, si tenemos menor producción y tenemos mayores gastos, ¿por qué el valor presente neto aumenta?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Pero la producción que se esperaba de ese primer Plan de Desarrollo en 2014 a la producción que se espera actualmente es mucho mayor. Aun cuando se ha tenido mayores erogaciones dado lo que ya explicó el maestro Mena, la producción es también mayor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La 13 por favor. Si, es importante mencionar esta línea negra era lo de Ronda 0. Entonces con la perforación de estos pozos, si bien hay una consecuencia con el tema del agua, pero el valor de producción se incrementó notoriamente, incluso hoy día se tiene una banda por arriba de lo que era Ronda 0. Entonces eso sí haría la diferencia en VPN.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Por favor doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto que estamos viendo de lo que se tenía planeado y lo que va a hacer es algo muy común en todos los yacimientos. Desafortunadamente en este caso fue a la baja, algunos van a la alta, pero casi nunca se cumple la predicción de tiempos cortos de cuál va a ser el pronóstico de producción y cuál va a ser el plan. Por eso es que siempre el énfasis es de que los Planes de Extracción son dinámicos, de que van cambiando en el tiempo. Y lo que quise hacer el comentario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque, aunque estoy de acuerdo con todo lo que se presentó aquí por la doctora Alma América, por el grupo de trabajo técnico, creo que el operador tendría que seguir viendo el cómo poder sacar un valor adicional. Y las recuperaciones secundaria o mejorada no están presentes, ojalá y en el tiempo podamos de alguna forma irlas viendo en este tipo de comportamiento. El día de hoy el planteamiento es aceptar este plan, pero dentro de algún tiempo ese plan tiene que cambiar y tiene que ir a mejorar, a mejorar. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.56.001/18

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-0034-M-Campo Ayocote.

ACUERDO CNH.E.56.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, 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-0034-M-Campo Ayocote.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción, en relación con el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017

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

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

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Buenos días Presidente, Comisionados. Quisiera presentarles el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el presupuesto del área 8 de la Ronda 2.1. El 25 de septiembre de 2017 se firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos CNH-R02-L01-A8.CS/2017 bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras correspondiente al área contractual 8 de la licitación 1 de la Ronda 2. Los contratistas son Pemex Exploración y Producción y Ecopetrol Hidrocarburos México, S.A. de C.V., siendo Pemex el operador del contrato. Entonces este es un contrato, no una asignación.

El contrato tiene una vigencia de 30 años y los contratistas están comprometidos a ejecutar 2,600 unidades de trabajo. Con el Plan de Exploración propuesto, se planean acreditar 3,251 unidades de trabajo. Como antecedente del área contractual, es importante mencionar que esta no cuenta con pozos ni con instalaciones. Cuenta con una superficie total



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de 586 km² frente a las costas de los Estados de Tabasco y Veracruz. El área contractual resulta importante dado que se ubica en la porción marina de las Cuencas del Sureste con un alto potencial asociado de 448 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aceite ligero y cuenta con una cobertura sísmica 3D al 100% y las áreas aledañas adjudicadas confirman que se trata de una región de alto potencial. Por último, con la venia del Comisionado Presidente, quiero solicitar al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración, exponer el análisis que ha realizado a este Plan de Exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes, muchas gracias. Gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Así como lo expuso el Comisionado Moreira, efectivamente este dictamen que vamos a presentarles está relacionado como a un área que Pemex ganó en la licitación 1 de la Ronda 2. Entonces sería el primer Plan de Exploración a ser autorizado para Pemex como contratista y operador a la vez, aunque va con un consorcio, pero es el operador de un área ganada por Petróleos Mexicanos. Entonces ese es uno de las principales características de este dictamen. Entonces las inversiones en general para este plan que presenta el operador son aproximadamente de 76 millones de dólares en dos escenarios. Ellos traen dos escenarios: escenario A y escenario B. De cumplirse los dos escenarios, sería más o menos esa inversión.

Entonces ese es el fundamento legal. No me voy a tener a leer el fundamento legal, pero sí quisiera hacer énfasis en que aparte de los fundamentos que tenemos en la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, estamos poniendo aquí la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el artículo 32 en su fracción B, en la cual este artículo en esa fracción menciona que las personas morales o empresas productivas del Estado que se agrupan en consorcio en términos del artículo 31 de esta ley observarán varios puntos. Principalmente, que nombren a uno de los integrantes del consorcio como operador que en este caso es Petróleos Mexicanos. Los integrantes del consorcio aceptan que los comprobantes fiscales que se emitan por los gastos que se realicen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para el desarrollo de las actividades necesarias para la ejecución del contrato sean expedidos a nombre del operador y que reflejen el porcentaje de participación que le corresponde a cada integrante del Consorcio y establezcan los mecanismos mediante los cuales dicha participación pudiera variar durante la vigencia del contrato, entre otras disposiciones.

También quisiera notar aquí esta es el área contractual pintada por rojo, es el área 8, y sus vecinos es el área contractual número 7 que tiene Eni México. De este lado está Capricorn Energy con el área 9. Abajo hacia el Sur tenemos un área también ganada por Petróleos Mexicanos en la Ronda 1, perdón, la licitación 1 de la Ronda 3. Y en este color azul también está un área de esta misma licitación 1 de la Ronda 3 ganada por Deutsche, Premier y Sapura. Entonces este es el contexto general, seguimos adelante por favor.

Quisiéramos mostrarle esta línea de tiempo porque queremos hacer énfasis de que hemos trabajado el grupo de la Comisión bastante con el operador en este caso. Quisiera hacer notar nada más los alcances al Plan de Exploración. Tuvimos cinco alcances al Plan de Exploración por el operador, incluyendo el último el día 3 de octubre. Entonces estamos dictaminando, estamos haciendo el análisis entre junio y octubre debido precisamente a estos alcances al Plan de Exploración que presentó el operador y pues ahorita ya estamos a 18 de octubre afortunadamente para exponerles a ustedes este plan. Adelante por favor.

El área se encuentra ubicada en una, adelante por favor. La siguiente, ahí. El área se encuentra ubicada en una etapa de evaluación del potencial petrolero en la cadena de valor de exploración y el objetivo pues es evaluar el sistema petrolero a nivel de Terciario y Mesozoico, hay varios plays. Van a hacer un reprocesamiento, procesamiento sísmico y van a hacer diversos estudios relacionados para tener al último una cartera de proyectos que les facilitaría a ellos conocer en términos genéricos la potencialidad de esta área. El programa de trabajo, como lo mencionó el Comisionado Moreira, de acuerdo al contrato son 2,600 unidades en total. Adelante por favor.

El área se encuentra en aguas someras prácticamente. Tiene una parte de agua profunda, una parte pequeña, esta parte es solamente aguas profundas. Todo lo demás es aguas someras. Son más de 586 km² y se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

localiza en frente de las costas de Tabasco y Veracruz en la Cuenca Salina del Istmo. También como lo mencionaba el Comisionado Moreira no hay pozos dentro de esta área contractual, sin embargo, Pemex perforó un pozo Cox-1 aquí que salió invadido de agua salada. Se terminó este pozo en mayo del 2009 si no mal recuerdo. Es el único pozo que tiene cercano ahí, aproximadamente a 10 km de esta área contractual. Adelante por favor.

El cronograma de actividades que presenta el operador para en ese plan está dividido de 2018 a 2022. Recordemos que son cuatro años del periodo de exploración en este caso y está dividido en tres partes: estudios exploratorios, procesamiento de información sísmica y la perforación de prospectos. El área verde, todo lo color verde es el escenario A que es similar a lo que hemos manejado como escenario base en los demás planes. Y en gris es el escenario B o el escenario incremental que incluye además el escenario A. Entonces como vemos, toda la parte de estudios exploratorios está enfocado básicamente a la evaluación de los recursos prospectivos, a la interpretación sísmica durante el escenario A, durante la parte de 2018, 2019, 2020, 2021 y una parte del 2022. El escenario B en color gris tenemos principalmente la etapa de estudios geofísicos, pero ya sobre un estudio de AVO directamente a una oportunidad que ellos ya detectaron. La caracterización también del modelo estático en caso de que esta oportunidad y esta localización se perfora y sea exitosa. El procesamiento de información sísmica 3D para el 2020, más o menos en el segundo trimestre de 2020, y por último la perforación de prospectos. Ese prospecto principalmente tienen uno visualizado que es el mejor según ellos y estarían perforando aproximadamente a mediados de 2021 ese pozo. Adelante por favor.

Entonces los principales estudios exploratorios programados les decíamos es la interpretación sísmica y el reproceso. Vemos efectivamente prácticamente toda el área contractual está cubierta de sísmica 3D y 2D. Esto que ustedes están viendo aquí es un rectángulo donde se va a hacer un análisis básicamente de adecuación de gathers de 40 km² que es sobre el prospecto que están visualizando o sobre el mejor prospecto que están visualizando. Y los estudios exploratorios, la evaluación de recursos prospectivos y la interpretación tanto en Cenozoico como Mesozoico. Y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

decíamos el estudio de modelo estático en su caso de éxito de esta oportunidad. Adelante por favor.

Esta es una vista genérica de cuántas oportunidades han detectado el operador en esta área. Observamos aquí cada punto amarillo es una oportunidad y este es el principal prospecto que ya han visualizado ellos. Entonces este Pinacatl que le llaman podría ser el prospecto a perforarse en el escenario, si el escenario B se lleva a cabo. Tiene un objetivo en el Terciario, van a ser un pozo vertical y tiene recursos prospectivos asociados de 83 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y esperan aceite ligero. Adelante por favor.

El Programa Mínimo de Trabajo les decía establece 2,600 unidades bajo contrato. Aquí no hubo un incremento en el Programa Mínimo. Y esto, el escenario A, es esa tabla que están ustedes viendo arriba. De llevarse a cabo todas las actividades antes mencionadas, igual que la evaluación de recursos prospectivos, se llegaría a un total de unidades de 3,251. Con este escenario A cumplirían inclusive el Programa Mínimo de Trabajo. De llevarse a cabo el escenario B, llegarían a un total de 54,867 unidades donde lo principal es la perforación del prospecto Pinacatl con 48,000 unidades. Adelante por favor.

En cuanto los programas asociados que tenemos, la Secretaría de Economía nos emitió opinión favorable tanto como para el cumplimiento de contenido nacional como para la transferencia de tecnología y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente nos indicó que Petróleos Mexicanos cuenta con la Clave Única de Registro de Regulado. Adelante por favor.

Este es el Primer Programa de Trabajo dividido en cuatro sub-actividades. Este sería 2017-2018 básicamente, que ese sería el Primer Programa de Trabajo. Entonces estas sub-actividades están divididas en general, que es la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto. La actividad geofísica que es el pre-procesado, el procesado y la interpretación de los datos. La parte de geología los estudios que ya mencionamos, estudios regionales y geología de exploración. Y la sub-actividad de seguridad, salud y medio ambiente que es el estudio de impacto ambiental, lo que es seguridad, salud y medio ambiente de exploración. Entonces si me lo permiten pasaría la palabra a la maestra Ana



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bertha Leonor Frías, Directora General Adjunta, para que nos explique un poco más del Programa de Inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias doctor. Comisionado, Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Para el escenario A que describía el doctor Monroy, el contratista está proponiendo una inversión total de 7.4 millones de dólares. La distribución en este caso es básicamente general y geología llevan un gran porcentaje casi del 40% cada uno de ellos. En general en este caso la mayor proporción de ese 40% es sueldos y salarios y los gastos administrativos propios del proyecto. Geología se refiere a los estudios que había comentado el doctor Monroy y la geofísica es básicamente el licenciamiento de la información sísmica. En el caso del escenario B, el porcentaje de mayor peso en el Programa de Inversiones de 76 millones de dólares se lo lleva la perforación del pozo, seguido de las actividades de geología y general. El total serían 76 millones de dólares en este caso.

En este sentido hicimos para ambos escenarios el comparativo de costos respecto a los rangos que construimos y todas las sub-actividades a nivel sub-actividad entran dentro del rango correspondiente. Ahora bien, respecto al presupuesto ligado al Primer Programa de Trabajo propuesto, las sub-actividades que propone el contratista son las descritas como actividades las que comentaba el doctor Monroy. Básicamente serían el licenciamiento de geofísica y los estudios de geología. El total en este primer año es de 7.1 millones de dólares y la distribución es muy parecida a la que teníamos en el escenario A. En este caso también hicimos el comparativo de costos con los rangos de referencia que construimos y en este caso nos entran también dentro del rango.

De tal manera, tanto para el Programa Inversiones como para el presupuesto, tendríamos que las conclusiones son que todas las actividades propuestas entran dentro del rango de precios y en consecuencia a nivel de presupuesto estaríamos cumpliendo con lo establecido en la cláusula 12.1 del contrato respecto a la congruencia del presupuesto con el Primer Programa de Trabajo; con la razonabilidad del mismo puesto que los montos propuestos permitirían llevar a cabo las actividades establecidas en el Primer Programa de Trabajo; la consistencia



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en cuanto a lo establecido en el contrato dado que los plazos de presentación fueron los adecuados; y que este presupuesto se enmarca en las mejores prácticas de la industria dado que entran dentro de los rangos de costos. Eso sería todo por nuestra parte. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Adelante por favor. Bueno, como conclusiones podríamos decir que el plan presentado por el operador permitirá en esta área de estudio acelerar el conocimiento geológico-petrolero. Está en una etapa de evaluación del potencial, por lo tanto, todos los estudios harían que tanto el riesgo y lo que es la parte de la incertidumbre geológica asociada a cada uno de los prospectos disminuyera. Sacarían, obtendrían una cartera de proyectos básicamente de los prospectos jerarquizados y eso les permitiría a ellos tener el potencial petrolero de toda el área. Además de las actividades previstas en el Plan de Exploración, pues si se ejecuta el primer escenario A que decíamos, pues cumple con las unidades totales comprometidas en el contrato ya que alcanzarían 3,251 unidades. Y en el escenario B, pues con más razón, serían 54,867 unidades. Es decir, cumplirían el Programa Mínimo de Trabajo establecido en el contrato. Adelante por favor.

Por lo tanto, el dictamen técnico, el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable y cumple lo establecido en el artículo 44, fracción primera de la Ley de Hidrocarburos, en especial las cláusulas 4.1, 4.2 y el anexo 5 del contrato. Hasta aquí pasaría la palabra al Comisionado Moreira si me lo permite.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esta es un área muy interesante. Si vieron ustedes, están rodeados de otras áreas que ya están asignadas a través de contratos y por otro lado si vieron tenían dos partes, la parte A que se va a realizar digamos siempre y la parte B que solamente se realizaría si hay resultados positivos. Pero el salto de A a A más B es realmente muy significativa. Estamos hablando de 50,000 unidades de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trabajo, entonces yo creo que es un área – ¿cómo llamarla? – que ojalá sea exitosa porque tendría impacto sobre todas las áreas alrededor. Entonces yo quisiera someterlos a consideración lo que se presentó y solicitar a ustedes la aprobación del Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el presupuesto anual correspondiente a este contrato.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Me gustaría si podemos pasar al cronograma. La pregunta va en el sentido de que qué es lo que define que puedan hacer el escenario B. O sea, me llama la atención que no nos presenten el escenario digamos el "if", ¿no? O sea, como se han presentado los otros planes tanto en el dictamen como en la resolución. Igual que nos tienen que notificar en qué momento se decide esto. O sea, por qué lo digo es de que, si nosotros vemos lo que dice en el dictamen, dice que va a hacer un estudio, se va a hacer un estudio, una interpretación sísmica regional y eso pues lo van a hacer en los dos escenarios. ¿No? Es regional.

Con base supongo a esos resultados estarían definiendo si se van a hacer el escenario B porque en la mitad del camino van a decidir que si van al escenario B y completan el A. Entonces no tenemos en el dictamen esa decisión, o sea, o no nos lo manifiestan, ¿no? Entonces dice como resultado de este estudio definirán, pero qué criterio van a tomar para definirlo, ¿no? O sea, no sé si nosotros lo tenemos claro. O sea, si lo tenemos claro, que bueno, pero hay que manifestarlo, ¿no? Que nos los digan Para decir en ese momento yo paso a los procesos especiales de AVO, etc., y me voy sobre el caminito de B y continúo con el A. Y además nos lo tienen que notificar, porque si no nosotros pensaríamos que están siguiendo el A. ¿No? Entonces no sé si nos puedan decir un poquito más de eso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, con gusto doctora. Efectivamente en el área se tienen visualizado varias oportunidades, seis más aparte de esta. Entonces sí vemos aquí la interpretación sísmica que, si no mal recuerdo, esta va al Cenozoico nada más, al Terciario. Esta al Cenozoico y esta el Mesozoico. Lo tienen como dividida pues, se van primero a enfocar al Cenozoico. Entonces de ahí sale precisamente la jerarquización, una primera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

jerarquización de una cartera de proyectos, vamos a decir de prospectos. Y sería ya una vez que dicen efectivamente Pinacatl es el mejor, voy a hacer entonces en esa área – que le poníamos de color anaranjado por ahí en el mapita – enfocarse a la estructura de Pinacatl y efectivamente empezar a trabajar los procesos especiales, etc. Esa es el área. No sé si...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, pero digo, nosotros, o sea, como parte de los escenarios. O sea, ¿cómo se notifica? O sea, aquí no viene esa parte del proceso que se ha hecho en los otros planes, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Bueno, jurídicamente sí existe esa obligación. En la última parte de la resolución en el considerando sexto en el último párrafo sí establecemos que el operador tendrá que avisar, dar aviso a la Comisión cuando pase del escenario A al escenario B. Entonces jurídicamente sí existe la obligación de dar un aviso en ese sentido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y técnicamente?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que técnicamente se materializa, cuando ellos dan el aviso es porque tienen los elementos suficientes para empezar con el escenario B que es cumplir con lo que decía el doctor Monroy.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más clarificarlo en el dictamen porque no viene. O sea, haz de cuenta que parecería que hacen el A y por alguna situación pasan al B, pero no dice en qué situación. O sea, no se maneja como escenario, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, lo clarificamos, perfecto. Pero básicamente es a partir del estudio su jerarquización de prospectos decidirán si entra o no entra el escenario B.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pero lo ponemos en el dictamen y en la resolución. Bueno, en el dictamen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es una reflexión. A lo mejor valdría la pena poner el diagrama de Gantt como base de los comentarios y podemos observar que todas las actividades están basadas en la práctica internacional, la mejor práctica internacional. Esto nos lleva a la posibilidad, ojalá y sea el escenario B, de que se va a perforar un pozo hasta el año 2021 porque requiere análisis, requiere de alguna forma sustentarse esa perforación. Entonces en 2.5 años se va a perforar un pozo, pero la pregunta sería, y además es aceite ligero, ¿no? Y es yacimiento que está operado por Pemex y por Ecopetrol, que son empresas que tienen pues mucha experiencia. Pero la pregunta sería: ¿Y cuándo empezaría la producción de este tipo de yacimientos?

Entonces si tardan 2.5 años en el mejor de los casos, porque pudiera ser que no sea la localización, tendrán que ir a buscar cuál es la otra localización, no se puede empezar a producir porque ya dijeron que ahí no hay pozos, no hay infraestructura. Habría que generar la infraestructura. Pero para generar la infraestructura en esos lugares de aguas de costa afuera se requiere tener una muy buena caracterización, una buena evaluación pues del volumen original, de la producción, para poder dimensionar en forma adecuada todas las instalaciones. Entonces bueno, en el mejor de los casos estaremos pensando que esto se iría pues 6-7 años. Entonces yo lo que quiero enfatizar es que, si tuviéramos indicadores de desempeño para calificar a los operadores en ese sentido, un indicador de desempeño no podría ser el tiempo en el cual van a empezar a producir porque no depende de decidir hay que empezar a producirlo. Tiene que ver con todas las actividades que hay que hacer para poder llevar a la producción. Pero tampoco podría ser el que cumplieron con pronóstico de producción, porque nos va a presentar un pronóstico de producción. Tampoco. Y tampoco podría ser el que los recursos prospectivos que dijeron que había o que se pensó que había, pues los van a localizar porque en general siempre se va a tener o mayores producciones son menores producciones de las que se pronosticaron o mayores factores, más bien mayores recursos prospectivos que pasan a ser reservas o menores.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces dejaré esto en la mente de toda la gente que nos escucha que los proyectos requieren definitivamente su grado de maduración y más estos que están alejados de todos los otros yacimientos y no podríamos pensar en tener una producción temprana aquí porque habría que hacer todo el análisis, sino se generaría una pérdida de valor. Ese sería el comentario. No podemos pensar en el tiempo como un factor de desempeño el decir, "es que esto lo producen más rápido que otros" o "estos sacan más que otros". Todo depende desafortunadamente de la naturaleza. Entonces nosotros podemos aplicar la ingeniería en lo mejor del conocimiento, en la mejor práctica, y puede ser que encontremos más o encontremos menos o no encontramos nada. Ojalá y esto sea un caso de éxito y bueno, nomás poner en la mesa que pues nos vamos a ir cuatro o cinco años o hasta seis años para tener la primera producción de esta área.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. ¿Algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.56.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.56.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I 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 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.56.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción, relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.56.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción, en relación con el citado Contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.56.004/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Pemex Exploración y Producción, para el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.56.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Pemex Exploración y Producción, en relación con el citado Contrato.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

“TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva, Comisionados. Otra vez muy buenas tardes. Les traemos ahora el dictamen técnico de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificación al Plan de Exploración. Aquí acordemos que esta asignación ya habíamos aprobado hace un año el Plan de Exploración para el periodo adicional de exploración. Entonces esta es una modificación a ese plan, ¿no? Entonces nada más el asignatario es Pemex Exploración y Producción. Del área de asignación, la asignación se encuentra frente a las costas del Estado de Tabasco. También es aguas someras, es un área frente al Oeste, aproximadamente 150 km al oeste de Ciudad del Carmen. La superficie son 940 km² aproximadamente y el objetivo del plan es la inclusión de algunas nuevas actividades ahora y el seguimiento de las actividades que ya se habían aprobado. Algunas también, algunas otras actividades se pasaron de lo que sería un escenario base a un escenario incremental. Y por supuesto es incorporar reservas de hidrocarburos en los plays Terciarios y Mesozoicos.

A diferencia del área que vimos hace rato, esa área es un área madura. Ya se tienen cuatro campos productores ahí de aceite y gas en esta área tanto en el Terciario como en el Mesozoico. La inversión es un poco más de 7,847 millones de pesos divididos en el escenario base y el incremental. Entonces si me lo permite Comisionado Presidente, pasaría la palabra al maestro Rodrigo Hernández, el Director General de Dictámenes, para que nos dé el detalle sobre el dictamen técnico.

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias Comisionado Presidente. Buenas tardes a todos. Bueno, les traemos una presentación ejecutiva de lo que es esta modificación al Plan de Exploración. Entonces si le dan a la siguiente por favor.

El fundamento legal pues lo encontramos desde la propia disposición transitoria de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, por supuesto en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley de Hidrocarburos y los Lineamientos que Regulan el Proceso para la Presentación y Modificación de los Planes de Exploración, así como en el propio Título de Asignación que tiene Petróleos Mexicanos para esta zona. La línea de tiempo un poco es para nada más remarcar lo que ya comentaba doctor Monroy. En el 2017 (hace un año) se aprobó el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Exploración para el periodo adicional de esta área y después a finales de junio Pemex trajo a modificar el Plan de Exploración de esta misma para reacomodar algunas de sus actividades y plantear la perforación de algunos prospectos adicionales. Por eso es que ahora estamos aquí para presentarles esta propuesta de la modificación del Plan de Exploración.

El área, como ya lo mencionaba el doctor Monroy, está frente a las costas de Tabasco. Son poco más de 940 km² en un polígono irregular que tiene una zona de traslape de exclusión en esta zona, pero el resto es un área exploratoria y lo vamos a ver más adelante como hay algunas zonas que ya está produciendo y algunos pozos perforados. Adelante por favor.

Entonces si nos ceñimos o vemos en qué parte de la cadena de valor estamos en la parte exploratoria pues – como bien decía ya el doctor Monroy – esta es un área que ya pasó por la evaluación del potencial en muchas de sus zonas. Entonces aquí estamos en la parte de incorporación de reservas y en algunas partes pues hasta la caracterización y delimitación. Entonces el objetivo de esta modificación o de este nuevo Plan de Exploración es la inclusión de nuevas actividades y darle continuidad a las actividades que ya se venían desarrollando. Por supuesto darle continuidad a la identificación y a la evaluación de los prospectos que se estaban trabajando y, en caso de éxito de la perforación de los pozos, pues por supuesto la incorporación de reservas adicionales. La siguiente por favor.

Entonces aquí lo que vemos en este mapa es justamente algunos de los campos que ya están produciendo a nivel Mesozoico y los prospectos que se estaban identificando en la parte inicial del periodo de exploración en esta zona. Entonces aquí ya se llevó a cabo el procesamiento de una buena parte de sísmica, 1782 km² de sísmica ya se han sido procesados. Se han llevado a cabo 24 estudios exploratorios. Se perforó el pozo Petlani que tuvo un resultado con invasión de agua salada. Se perforó el pozo Xikin. Este es el pozo Petlani. El pozo Xikin está aquí hacia el noreste del área. También ese fue productor en el Jurásico. El pozo Suuk-1 también fue perforado, tuvo un accidente mecánico y el pozo Suuk-1A, que fue productor también a nivel del Mesozoico. Entonces como ven esta área ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

está avanzada digamos en su conocimiento en algunas regiones. La que sigue por favor.

Ahora, ¿qué es lo que se plantea hacia adelante? Pues lo que se plantean son los escenarios, efectivamente un escenario base y un escenario incremental. En el escenario base consideran la realización de siete estudios exploratorios, la perforación de tres pozos exploratorios y una inversión asociada cerca de 4,500 millones de pesos. En el escenario incremental se estiman realizar dos estudios exploratorios, la perforación de cuatro pozos exploratorios más y una inversión asociada de 3,281 millones de pesos. Sumando ambos escenarios, se tendría una inversión total de 7,847 millones de pesos aproximadamente.

Entonces aquí lo que vemos son los prospectos que están en el escenario incremental. Ustedes ven los prospectos que están con estas bolitas naranjas y los del escenario base son los que están con estas bolitas rojas. Entonces así los podemos diferenciar claramente cómo están distribuidos en el área. La siguiente por favor.

Ahora, respecto a las actividades que está considerando el asignatario realizar pues también las diferenciamos con el color verde lo que está en el escenario base y con color gris lo que está en el escenario incremental. Como ven, pues son bastantes actividades, por eso es que esta tabla está muy saturada, pero básicamente lo que vemos aquí arriba es la adquisición y procesamiento de información sísmica, que son los elementos o los estudios que se han estado haciendo desde el periodo adicional y que continúan a través de este año. Y los estudios exploratorios, que algunos de ellos ya se han llevado a cabo, otros se continúan en este año y aquí es donde empieza a tomarse parte de lo que vendría siendo el escenario incremental. Después está la perforación de los prospectos exploratorios que, como sabemos, pues está en función de los resultados que se vayan obteniendo de la interpretación y el procesado de la sísmica, además de los estudios exploratorios. Y entonces estarían llevándose a cabo en lo que resta de este año y el siguiente, porque recordemos estas asignaciones pues tienen vigencia hasta agosto de 2019 para cumplir con el compromiso mínimo de trabajo. La siguiente por favor.

Vamos a ver entonces algunos aspectos regionales de lo que son los prospectos que están documentados en el escenario base. Este es el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prospecto Oni. El prospecto Oni tiene una correlación con Pokche, que es un pozo que ya fue perforado. Se plantea una trayectoria vertical para la perforación de este pozo con una profundidad programada cercana a los 7,000 metros con un tipo de hidrocarburo esperado de aceite ligero y un recurso prospectivo a evaluar de cerca de 100 millones y una probabilidad geológica de 33%. Entonces estamos hablando de objetivos relativamente profundos que son correlacionables con lo que se encontró en el pozo Pokche-1. Estamos en esta zona de la localización Oni que es lo que se está buscando la continuidad de ese play o de esa zona productora. La siguiente por favor.

Y lo que vemos acá es otro de los prospectos que están documentando, es el prospecto Suuk-1001, que eventualmente tiene una correlación con el prospecto Suuk-1A o la perforación de ese pozo Suuk-1A pues dado que están en la misma zona, en el mismo campo. Aquí también se espera una trayectoria vertical del pozo con una profundidad también bastante alta digamos de 7,000 metros. Tenemos también el objetivo geológico es profundo al Jurásico Superior y se espera tener aceite ligero. La trampa es de tipo estructural y también un recurso prospectivo que ronda los 100 millones de barriles. Aquí la probabilidad de éxito geológico es mayor porque ya se tiene el descubrimiento de Suuk-1A, entonces lo que se está buscando pues es evidentemente la continuidad de esa zona productora. La que sigue.

Otro de los prospectos que está documentado en el escenario base es el proyecto Ichilan. El proyecto Ichilan o el prospecto Ichilan es correlacionable con Uchbal, que es uno de los prospectos que ya se tienen en el área. También se estima una perforación vertical. Este ya es, a diferencia de los otros dos, ya es un prospecto mucho más somero. Va al Mioceno Superior cerca de 3,000 metros de profundidad y aquí también tenemos una trampa en este caso combinada, no es solamente estructural sino también hay algo de los sistemas deltaicos por las arenas que están aquí. El recurso prospectivo es menor, 34 millones se espera, y una probabilidad geológica de cerca de 33%. Entonces estos son los tres prospectos que están documentados en el escenario base para la modificación del Plan de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces del análisis que hicimos nosotros advertimos que el plan presentado por el operador, en este caso Petróleos Mexicanos el asignatario, es técnicamente viable toda vez que las actividades que plantea realizar pues permitirán incrementar el valor estratégico de esta asignación y eventualmente pues en el caso de tener éxito en las perforaciones que está planteando pues la incorporación de reservas que permitirían una posterior producción. Por lo tanto, le proponemos al Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación del Plan de Exploración para el periodo adicional de esta asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Colegas Comisionados, está a su consideración. ¿Algún comentario? Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más para clarificar. ¿Por qué está modificando, porque va a involucrar más actividad o menos actividad? O sea, no me quedó claro nada más.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En particular están incrementando dos prospectos, el prospecto Pokche-101 y el Ichilan-1, cada uno en un escenario: el Ichilan-1 en el base, el Pokche-101 en el incremental y todos los estudios asociados a esos dos prospectos. Están incrementando la actividad, exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Cambió de asignación.

SECRETARIA EJECUTIVA, MAESTRA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, porque es mínimo.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.56.005/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.

ACUERDO CNH.E.56.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I 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 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.

Al término del desahogo de los asuntos del orden del día, el Comisionado Héctor Acosta hizo algunos comentarios:

11
"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Antes Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, un comentario general Presidente. Hemos estado viendo en las últimas sesiones como en la de hoy algunas propuestas para la modificación de Planes de Desarrollo para la Extracción que nos presenta principalmente Petróleos Mexicanos en los que en algunas de ellas el supuesto que se establece es el que establece el artículo 40, fracción II de los Lineamientos de Modificación de Planes, inciso h, que es cuando se supere o mejor dicho cuando haya una variación en el presupuesto que implique el proyecto y ahí se establece el 15%. Y hemos visto que cuando analizamos los proyectos como el que vimos el día de hoy van mucho más allá. O sea, la ejecución del presupuesto va mucho más allá del 15%. O sea, el supuesto se dio mucho antes de que se nos venga a presentar. En el caso que vimos el día de hoy es de 90 millones originalmente, pasó a 140 millones en números redondos lo que ya se había ejecutado a la fecha.

Entonces yo lo que solicitaría es que se analizará si estamos supervisando adecuadamente la ejecución de los proyectos por el área que le corresponde para que se detecte cuando se esté superando ese 15% para avisarle pues que requiere una modificación de su plan. Dos, analizar si ese supuesto es razonable. O sea, si ese 15% que establecimos es razonable porque estamos viendo que los proyectos muy rápido superan ese 15%. Analizarlo y no recuerdo cómo vienen el proyecto de lineamientos que tenemos en puerta para expedición, pero llevarlo pues más a algo más real y sobre todo que no estemos viendo que el supuesto se cumplió mucho antes de que vengan a presentar la solicitud de la modificación.


COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta, tomamos nota. Secretaria Ejecutiva, le pido por favor hable con el área competente en la revisión de lo que señala el Comisionado."

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:12 horas del día 18 de octubre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.




Comisión Nacional de
Hidrocarburos

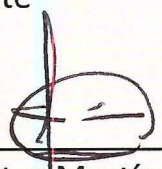
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



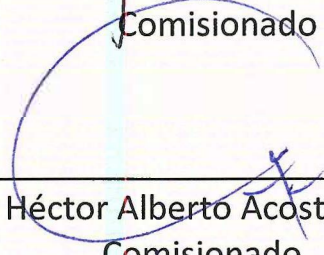
Alma América Porres Luna
Comisionada



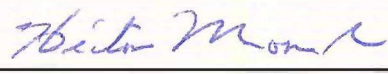
Néstor Martínez Romero
Comisionado



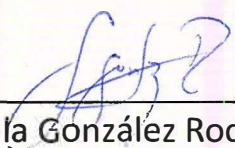
Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva