



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:20 horas del día 12 de julio del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0618/2018, de fecha 11 de julio de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A continuación, la Comisionada Porres 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, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A13/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A23/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A13/2015.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, buenas tardes. Me voy a permitir presentar la modificación del Plan de Evaluación del campo Mayacaste. En la relatoría cronológica en marzo del 2017 se aprobó el Plan de Evaluación y en enero de este año el contratista solicitó un periodo adicional de evaluación. Asimismo, en marzo del 2018 solicitó la modificación del Plan de Evaluación. La aprobación del periodo adicional se le otorgó en abril del 2018 a través de la UATAC y en este mismo mes, abril 2018, se solicitó la información a través de la prevención que se le realiza a la contratista, la cual fue atendida en mayo del 2017. Y a lo largo de los meses de mayo, junio y julio se presentaron diversos alcances de la información.

Las características generales del área contractual 13 Mayacaste es que se encuentra ubicada en el Municipio de Comalcalco en el Estado de Tabasco con una superficie de 21.867 km². Es un Contrato de Licencia con vigencia de 25 años. La operadora es Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. Tiene, como se muestra en el mapa derecho, el área que está ubicada en Comalcalco repito, y tiene tres polígonos. El primero es sin restricción. Lo voy a señalar, aunque más adelante está el esquema. Primero incluye toda esta área, es el polígono A sin restricción. El polígono B que estaría del lado derecho, que es este pedacito, tiene todas las formaciones excepto Concepción Superior que es del Mioceno. Y la parte de abajo, el rectángulo inferior, sería el polígono C y están autorizadas todas las formaciones, excepto Filísola que viene a ser del Plioceno, o sea, más somero.

Actualmente tiene solamente un pozo cerrado con taponamiento temporal que fue perforado por Pemex y que llegó a una profundidad del orden de los 6,000 metros y que corresponden al Cretácico Inferior. Los objetivos del Plan de Evaluación buscan reprogramar las actividades aprobadas en el Plan inicial de Evaluación como ahorita lo vamos a mostrar; evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos del terciario mediante la perforación de tres pozos, que también describiré más adelante; y estimar



los volúmenes de hidrocarburos del área contractual del yacimiento Terciario. Entonces pueden ver que la tabla del lado derecho nos muestra. El Cretácico Medio está del orden de los 6,000 metros verticales, para dar una idea de lo que vamos a estar presentando en cuanto a las profundidades en las formaciones, y los pozos que se mencionan van a ir a la parte del Mioceno. Esto es Terciario, estamos hablando de unos 3,200-3,500 metros verticales. Entonces hay una diferencia importante entre Mioceno y Cretácico Medio del orden de 2,000 a 2,500 metros de diferencia en la profundidad.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo – siguiente lámina por favor – se considera la perforación de los tres pozos, de tres estudios de núcleos, pruebas PVT, análisis de agua de formación, actualización de los modelos estático y dinámico y la interpretación sísmica 3D. Y la modificación propuesta contempla una erogación de los 17.89 millones de dólares. En la imagen se muestra en letras más pequeñas y en color negro cuales serían la ubicación de los tres pozos, pero solamente de la parte superficial. Entonces lo que es relevante es que los puntos en color representan los pozos Mayacaste-101, 102 y 103 y que son los que menciono que irán al Mioceno a una profundidad de unos 3,500 metros verticales. Entonces pueden constatarse que aquí se ven las tres áreas, los tres polígonos: el polígono A, el polígono B y C que mencionaba al inicio de la presentación. Y los tres pozos se encuentran en la parte derecha, pero dentro del polígono Mayacaste A.

El comparativo del Programa Mínimo de Trabajo muestra precisamente que se mantiene la interpretación sísmica prevista originalmente en el plan aprobado original. La perforación de dos pozos que se tenían ahora se incluye uno más, que es por el periodo adicional, son las 4,000 unidades y son ahora 12,000. Los núcleos se consideran tres actualmente, uno para cada uno de los pozos. Las pruebas, el análisis de agua y los modelos estático y dinámico se mantienen. Entonces la contratista estaría obligada a cumplir al menos 12,700 unidades, o sea, las 8,700 originales más las 4,000 del periodo adicional y están presentando un total de 12,725 en el plan modificado.

En cuanto al comparativo de inversiones, esto es lo que se tenía aprobado de los 15,683,678. Y con la inclusión del pozo principalmente, el programa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de inversiones propuesto es de 17,892,994, obviamente distribuido en una mayor proporción: el 82% para la perforación de estos pozos. Y como comentario adicional, no se han realizado erogaciones para la evaluación de unidades de trabajo hasta el momento. Sí hacen erogaciones y están pagando estudios en la parte de los generales, salarios, etc., pero normalmente hacemos la aclaración cuando sí están haciendo algunas que tengan que ver con las unidades de trabajo. En este caso, no.

En la siguiente lámina se ve el cronograma de las actividades de cómo se plantean realizar a través de la contratista. Menciono que dejamos las fechas tal y como las presentan ellos, porque los planes una vez que ellos se ingresan mantienen la cronología, no necesariamente que se estén realizando porque pues se espera hasta que se dé esta aprobación. El pozo Mayacaste-101 está considerado a perforar y terminar en un plazo de aproximadamente dos meses y después en color amarillo está mostrada los seis meses que duraría la prueba extendida de yacimientos. Aquí hago un paréntesis. Estas pruebas están previamente analizadas con unas pruebas de presión de corto tiempo. Entonces aquí hay un periodo de pues medio mes, 15 días más o menos, donde se hacen estas pruebas. Se hace un análisis, se determina presiones, temperatura, características y se determina la duración de la prueba extendida que ponen este plazo como una propuesta de inicio, pero puede ser ajustada. Y obviamente durante la perforación las tres... sí, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más una observación. En el modelo dinámico se tiene ahí la línea, la penúltima, que empieza en julio. El modelo dinámico no se puede empezar hasta que no termine el pozo. Entonces, bueno, ya nos comentó que es preliminar, pero bueno, eso habrá que correrse.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. La lógica es que el estático pudiera ser, pero el dinámico hasta que se tenga información, que de hecho eso es uno de los objetivos. Es correcto, debe de haber un desfase ahí. Pero bueno, en ocasiones respetamos el cómo se presenta el cronograma, aunque la aclaración es correcta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mencionaba que cada una de la perforación de estos tres pozos consideran – que son los cuadritos azules – la toma de núcleos convencionales en cada uno de estos casos igual para tener la información. Y en el primer caso se realizaría un PVT, en el segundo un análisis de determinación de agua y los modelos como bien menciona: el estático inicialmente y luego el dinámico. La única actividad, haciendo alusión a esto de las fechas, que ya ha iniciado es la interpretación sísmica 3D. Todo lo demás está en espera de la aprobación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo mismo con el agua. Al final la muestra de agua sería hasta que tengamos la terminación.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que es agua de formación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Con respecto a los volúmenes de producción aclaro, esto no es producción diaria, estos son los volúmenes que se esperarían de las pruebas. Entonces el acumulado esperado es de 105 miles de barriles, sería la línea verde oscuro para mostrar solamente donde está el acumulado, y ellos van haciendo una estimación de los volúmenes esperados en cada uno de los pozos. Aquí vale la pena mencionar que se está previendo hacer la medición con multifásicos portables. Y de la macropera que mostraba al inicio que está en el polígono A se va a transportar por carro tanques hasta la macropera Tupilco-101 y el acuerdo para realizar esta entrega con Pemex se encuentra en proceso. De igual manera en la parte de gas el volumen acumulado esperado sería del orden de los 57 millones de pies cúbicos (volumen).

Para cumplir el alcance mínimo de las actividades de evaluación se deben de atender cada uno de los puntos. No los voy a leer, pero fueron presentados. Se refieren a las actividades que incluyen la perforación, las pruebas y la evaluación, la ubicación de los pozos, los programas de perforación, el detalle de costos, la duración del periodo y el programa de ejecución de las actividades y todos fueron presentados por la contratista.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces el resultado de la evaluación nos indica que las actividades dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, que la perforación de estos tres pozos y la toma de información permitirán actualizar los modelos estáticos y dinámicos y el resultado de las actividades brindarán el elemento suficiente para la presentación eventual de un Plan de Desarrollo acorde a las características de Mayacaste. Por lo anterior, nosotros consideramos que es técnicamente favorable la propuesta de la empresa, pero quedo atento a sus dudas/comentarios.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una pregunta muy lateral, pero que mencionó el Comisionado Néstor la vez pasada. Vi que iban a hacer núcleos, pero no son núcleos de pared, son núcleos completos de 9 metros. ¿La pregunta es qué va a pasar con esos núcleos, se van a entregar a la Litoteca?

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, de acuerdo al procedimiento, se tienen que entregar. Hay todas unas disposiciones tanto para la extracción, el resguardo, transportación y la entrega.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Igualmente Comisionado, conforme a la cláusula de obligaciones adicionales del contrato, tiene la obligación de entregar toda la información, incluyendo núcleos, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionado ponente? ¿No? Yo tengo un comentario. Este plan ya de



alguna manera lo habíamos aprobado el año pasado como bien lo comentó aquí el jefe de Unidad. A mi me gustaría un poco volver con el punto que tratamos hace ya más de un año y hacer un comentario y una precisión que quizá valga la pena en este momento para que se tome en cuenta dentro del dictamen y dentro de la resolución que se vaya a hacer, claro, si lo consideran conveniente los Comisionados.

El primero es, dentro de la propuesta que nos está haciendo el operador, no está evaluando la formación de Cretácico, que es el yacimiento ya descubierto. Por lo tanto, sí valdría la pena comentar en la resolución y en nuestro dictamen que esa evaluación no está considerada dentro de la propuesta que nos está haciendo, sino que están proponiendo un pozo exploratorio para una formación más somera que es el pozo este 101 exploratorio que ellos mismos están manejando. Y que en el caso de que este pozo exploratorio que están considerando, que por cierto tendrían que venir a pedir una autorización para ese pozo dado que es exploratorio y en caso que sea digamos voy a decir que favorable en un descubrimiento, tendrían que notificar dicho descubrimiento.

En ese momento, además de notificar el descubrimiento, tendrían que considerar si ratifican que los otros dos pozos que están considerando en la misma formación Terciaria si van a ser delimitadores de ese descubrimiento. Y así como ratificarnos también inclusive sus pronósticos de producción, porque ahorita nos están diciendo que va a haber aceite y gas y no sabemos si el descubrimiento va a ser también de aceite y gas, ¿no? Entonces tendríamos que nada más ratificar en sus pronósticos, pero bueno, sobre todo que esos dos pozos que están proponiendo – que creo que es el 102 y 103 – serían delimitadores del posible yacimiento que vayan a descubrir.

Con esto, para que una vez que se termine esta evaluación puedan traer su informe de evaluación y por lo tanto un posible manifiesto de comercialidad o no de esa área con sus coordenadas y el tamaño de área de esta manera. ¿No? Entonces yo me permitiría hacer esa solicitud para que quede dentro de la resolución y dentro del dictamen para que, si están de acuerdo los demás Comisionados, podamos seguir adelante con este. Claro, Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Siguiendo el mismo orden de ideas, creo que va a ser muy importante este diagrama de Gantt que vimos, va a ser modificado. Tenemos el diagrama que la perforación se iniciaba pues ya, ¿no? En el mes pasado. Entonces bueno, que se hagan los cambios necesarios, que el operador tome sus providencias para que puedan cumplir en el año que tienen adicional.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si doctora, gracias. Pues en efecto yo creo que vale la pena recordar que cuando se aprobó este Plan de Evaluación tuvimos ahí una discusión interesante en el que la doctora Alma América apuntaba que en realidad estábamos hablando de actividades de exploración porque iban ellos a un estrato mucho más somero. Lo dijo el titular de la Unidad, es una diferencia entre 2 y 2.5 km la que existe del Cretácico, que es el estrato en donde existe ya un pozo, pozo que fue en su momento perforado por Pemex y fue así como se licitó el área contractual. Y ellos proponen ahora tres pozos en un estrato – insisto – mucho más somero. Y esta fue la razón por la que en su momento la doctora Alma América apuntaba que en realidad estamos hablando o tendríamos que estar hablando de un Plan de Exploración.

Déjeme decirlo como ponente de esta modificación a ese Plan de Evaluación que en aquella ocasión yo estuve de acuerdo con la doctora en la parte conceptual, porque en efecto hablábamos de dos estratos claramente diferenciados. Y no obstante ello, yo en aquella ocasión voté favorablemente por ese Plan de Evaluación pues por la sencilla razón de que así estaba contemplado en el contrato. Bajo esa misma línea es que yo traigo ahora aquí la modificación a ese Plan de Evaluación ya durante el periodo adicional por cierto y pues por esa razón es que digamos el proyecto viene en los términos en los que ustedes lo conocieron, pero evidentemente podríamos hacer las precisiones que la doctora nos apunta ahora.

También yo creo que podríamos hacer el ajuste desde luego en el Cronograma, cosa que además se da naturalmente, ¿no? Porque el contratista no podría llevar a cabo las actividades petroleras pues hasta que no tenga la autorización de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos y en su caso además también de las demás autoridades. Estoy pensando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la ASEA de manera específica. De manera que pues totalmente de acuerdo en hacer estos ajustes. Creo que valía la pena simplemente recordar el tema de origen y haríamos los ajustes para referir que estamos hablando de tres pozos que van en efecto a un estrato distinto; que de ser exitoso el primero de ellos, que como bien lo apuntó la doctora el propio contratista denomina pozo exploratorio, pues vendrían los otros dos que entiendo serían delimitadores del yacimiento y haríamos el ajuste también para efecto de atender el comentario del doctor Martínez por lo que hace al cronograma. De manera que haríamos esos ajustes si les parece bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Le pido a la Secretaria Ejecutiva si nos puede dar lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.40.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V en relación con el contrato CNH-R01-L03-A13/2015.

ACUERDO CNH.E.40.001/18

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, y 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A13/2015, el Órgano

Órgano de Gobierno

Cuadragésima Sesión Extraordinaria

12 de julio de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el citado contrato.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A23/2015.

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

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionada. Me permito presentar modificación al Plan de Evaluación campo Tajón. La relatoría nos muestra que en abril de 2017 fue aprobado el Plan de Evaluación. En marzo del 2018 el contratista solicitó el periodo adicional de evaluación y en ese mismo mes solicitó a esta Comisión la modificación al Plan de Evaluación. En abril del 2018, el 25, fue aprobado a través de la UATAC el periodo adicional de evaluación y la prevención fue enviada en abril, la misma que fue atendida entre mayo, junio y julio a través de la respuesta y el alcance de información que se realizó, bueno, en los últimos tres meses.



Las características generales son las siguientes. Está ubicado en el Municipio de Paraíso en el Estado de Tabasco con un área de 27.5 km². Es un Contrato de Licencia por 25 años. La empresa contratista es Perseus Tajón, S.A. de C.V. El tipo de aceite, como lo pueden ver en pantalla, es del Terciario 25 grados API y del Cretácico de 32 grados API. Tiene dos polígonos. El A, que se muestra en pantalla y que incluye pueden ver una parte está en el agua, considera la parte de tierra y mar, no tiene restricciones. Sin embargo, el polígono B tiene todas las formaciones geológicas excepto Concepción Superior que pertenece al Mioceno Superior.

Los objetivos del Plan de Evaluación son establecer la integridad de la infraestructura existente, evaluar el potencial de producción comercial de hidrocarburos en las calizas fracturadas del Cretácico y determinar si el agua producida de los yacimientos del Cretácico puede ser inyectada entre los niveles Plioceno y Mioceno del Terciario. Ahorita muestro más o menos la profundidad y la formación. El estado mecánico mostrado en pantalla me permite mostrar que el Cretácico está en esta parte al fondo y está ubicado a unos 5,370 metros verticales al menos la parte de la cima.

Las principales actividades físicas por realizar durante el periodo de evaluación – repito, de 12 meses – es la perforación de dos pozos, las reparaciones mayores y menores, reprocesado sísmico, modelado estructural, análisis de geopresiones, análisis de estructuras en el Cretácico, estudio estratigráfico y las pruebas de producción. Esta modificación propuesta contempla una erogación del orden de los 42.34 millones de dólares.

El comparativo del Programa Mínimo de Trabajo en la siguiente lámina. Se muestra el pozo adicional en primera instancia por 4,000 unidades de trabajo adicionales, las reparaciones mayores se mantienen. Las reparaciones menores, aquí es donde empieza el cambio de la estrategia por la que se presenta esta modificación por parte de la operadora, de la contratista: de cuatro se proponen nueve, cinco en este momento se encuentran en acreditación, ahora voy a mostrar las otras cuatro. Los estudios de núcleos ya no se realizarían puesto que se están yendo por cumplir reparaciones, intervenciones a pozos, en este caso reparaciones menores. De igual manera, reducen las pruebas PVT, mantienen el análisis



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



de agua de formación y el modelo estático (la actualización) y pues al no tener en este momento información no está considerado el modelo dinámico. Por otra parte, la interpretación, reprocesamiento e interpretación sísmica 3D se mantiene, así como la interpretación, para un total de 16,600 unidades en este programa propuesto. El contratista está obligado a cumplir al menos 13,200 unidades, que son las 4,600 del Programa Mínimo original más lo que ofertó en un incremento del 100%, otras 4,600, y las 4,000 correspondientes al nuevo pozo.

En este esquema se puede ver nuevamente, esta línea sería la divisora entre tierra y mar. Aquí están los pozos que se van a perforar, este es el Tajón-3 y el Tajón-2 que es un pozo vertical y que se consideraría para como pozo de inyección, pozo letrina, a una profundidad de más menos 2,000 metros verticales. Eso es para posible inyección en arenas del Plioceno. Estamos hablando que si la imagen representa el Tajón-3, ese sería la representación del Tajón-3, el Tajón-2 que es – repito – inyector estaría analizándose la viabilidad de inyectar a más menos 2,000, que sería por esta zona más o menos.

Pasemos ahora a ver las reparaciones mayores y menores. En estos pozos aquí se puede ver que están consideradas reparaciones menores sin equipo y hay limpiezas, disparos, re-disparos y estimulación. Ahorita nuestro en el cronograma cómo las propone hacer la contratista. En el 101 es sin equipo, bajar tubería flexible y correr registro PLT. Una reparación mayor en el Tajón-105 sin equipo para calibrar aparejo e igualmente correr PLT. Una reparación mayor en el Tajón-101 con equipo, esto sí ya serían porque se requiere para el site track. Y en el 121 igual con equipo. Aquí hay una nota que dice durante el periodo de evaluación, la perforación de un pozo letrina y la conversión de un pozo – en este caso el que está último en la tabla – destinado para la inyección y disposición de agua, son mutuamente excluyentes. O sea, que si las pruebas que se están haciendo en el Tajón-2 para la inyección sale que es el pozo que se va a perforar, son correctas y permiten la inyección, ya no sería necesaria la reparación mayor. O sea, hay un plan B en estas actividades.

Con respecto a las pruebas de producción que se esperan realizar, pues básicamente son en los pozos Tajón-101 y 102. Están las duraciones, el intervalo y los volúmenes esperados derivado de las pruebas de alcance



extendido, son volúmenes estimados. Se prevé en una primera instancia en estas pruebas la no destrucción del gas. La primera instancia lo que se pretende es enviar a Puerto Ceiba e igual está en un proceso de negociación con Pemex.

Y el cronograma muestra precisamente cómo se realizarían las limpiezas, los disparos y estimulación del pozo 103 y del 101. Y las pruebas de producción en función de eso hay un periodo donde se analiza la información obtenida y se diseña la prueba de producción de largo plazo extendida. En la parte inferior se encuentra el cronograma para la perforación y terminación de los pozos Tajón-3, el site track que mencionaba sobre el pozo Tajón-101 y la perforación y terminación del Tajón-2, que es el considerado como letrina.

Con respecto al comparativo de inversiones, el presupuesto aprobado original fue de 19,137,972 y el plan propuesto, que incluye estas actividades de un pozo adicional y las reparaciones menores, se elevan a 42,347,911. Aquí menciono que, pues obviamente sí es un cambio importante, pero el pozo que se estaba considerando es a 6,500 metros verticales. Es un pozo profundo y una duración de 7 a 8 meses. Estuvimos revisando la historia, revisamos cuánto le tomó a Pemex, fue más tiempo y las inversiones pues son del orden. O sea, está razonable. Sí han hecho algunas erogaciones, 6.5 millones de dólares de ese presupuesto original aprobado para una acreditación de 700 unidades que básicamente se refieren al modelo estático y a una reparación menor. Entonces en este caso sí han ejercido parte del presupuesto aprobado y el plan modificado total sería, como reitero, de 42 millones de dólares.

Presentan, para cumplir con el alcance mínimo de las actividades de evaluación, el cumplimiento de lo que es la perforación, prueba y evaluación, la ubicación de sus pozos, los programas preliminares de perforación, el estimado detallado de costos, la propuesta de duración de periodo adicional que son los 12 meses y el programa de ejecución de las actividades.

Con estas actividades físicas se da cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo esperado. Los resultados de las pruebas de producción permitirán redimensionar el tamaño del campo, la infraestructura en superficie que es importante y estarían en posibilidad de proyectar la producción de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aceite, gas y agua para un probable factor de recuperación a futuro. Las actividades le brindarán elementos suficientes para la presentación de un Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual Tajón. Por mi parte sería el resumen de la parte técnica y quedo atento a sus comentarios/dudas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿alguna pregunta? Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El pozo Tajón-121 fue perforado por PEP y resultó que no era comercial. ¿Cuándo sucedió esto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- El dato no tenemos del año, pero se lo precisamos ahorita, en el histórico lo tenemos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Te voy a decir por qué, porque ellos van a pasar por el Terciario y hay algún esfuerzo de hacer análisis sobre lo que ya se había descubierto. Si vemos nosotros, está muy cerquita el Tajón-3 del Tajón-121. Entonces la pregunta es: ¿si vas a pasar por ahí o vas a tener la oportunidad de hacer un estudio – no sé cómo llamarlo – lateral, se pudiera solicitar, sugerir algo así que se hiciera eso o no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Regrésate, pon la lámina 7 por favor.

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Buenas tardes. De hecho, la respuesta es sí. La historia del Tajón-121 fue que en el caso de cuando lo hizo Pemex parece que es por ahí del año 2008, salió invadido en el Cretácico. Mas sin embargo en la parte del Terciario, aproximadamente a 4,500 metros, hay una formación que le denominó alóctona. Entonces ese alóctono fue productor de hidrocarburos, pero para Pemex 50 barriles por día no fueron de manera comercial. Y no obstante en el dictamen lo que estamos diciendo es que si pasa por esa parte pues tendrá que checar y ver la factibilidad de que pues pudiera ser de manera comercial. O sea, que esté abierto a esa posibilidad, vaya.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, ok. Entonces sí está en el dictamen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Sí está en el dictamen.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- El 121 se perforó el 2008, 103 fue 2007 y el estatus que tienen ahorita el Tajón-121 es cerrado, es un pozo desviado y el 103 también está cerrado, también es desviado. Las profundidades promedio andan alrededor de 6,600 metros verticales, son profundos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. El planteamiento de en algunas ocasiones están mencionando como marcas registradas: PLT. No sé si PLT esté relacionado con alguna marca específica de compañía, pero finalmente es un registro de producción y es una abreviación en inglés. Yo sé que así lo están presentando los operadores y es aceptable, nosotros lo entendemos. Pero como que deberíamos de hacer un esfuerzo, no en este caso sino más adelante, de no están poniendo marcas que pudieran estar registradas. No digo compañías, no se trata, pero eso lo trae una compañía, así lo llamó hace mucho tiempo, pero desde décadas atrás nosotros en ingeniería petrolera les llamamos los registros de producción. Y fundamentalmente el PTL lo que hace es una medición del gasto a través del perfil de la formación, entonces pueden identificar las entradas de flujo en diferentes posiciones. Lo entendemos bien, pero no sé si eso pudiera generar al final que una compañía tiene que tomarlo, sino no es PLT, ¿no? Que no es el caso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De acuerdo, revisamos. Sí, efectivamente es para ver los flujos, los registros de producción para ver los flujos en diferentes intervalos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sabemos por ejemplo si también están incluyendo el gradiomanómetro, cosas que digo que hay que ser más específicos, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿alguna otra? ¿No?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo otra, una pregunta.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nos presentan cronogramas y nosotros sabemos que los cronogramas se pueden ir cambiando dependiendo de la información y de la situación. Entonces estos cronogramas tiene la empresa la obligación de notificar en este caso a la Comisión cuando se altera de manera significativa el cronograma. Es obviamente que es el mismo plan, que no requiere una nueva autorización, sino nada más un aviso. ¿Entonces cuál es la regulación que hay ahorita para dar un aviso de decir, "voy a cambiar mi cronograma y ahora tengo aquí un nuevo plan"?

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Comisionado, respecto de los Lineamientos de Planes, en el artículo 43 se establece la obligación del contratista de presentar reportes mensuales. En esos reportes mensuales los contratistas manifiestan el avance en las actividades realizadas. Es bajo este instrumento que el contratista manifiesta el avance en las actividades y hay algunas ocasiones donde el contratista, mediante un escrito independiente además del reporte mensual, comenta que hay algunos cambios menores en los planes y él puede solicitar a la Comisión con ese instrumento la opinión o le informa a la Comisión lo correspondiente para que la Comisión evalúe si esto detona o no una modificación al plan correspondiente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor director Joshua.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Igualmente Comisionados, para incluir al acuerdo igual que el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tema anterior, pudiéramos solicitar la actualización del cronograma, darle un plazo de 10 días a lo mejor, hasta 10 días. Únicamente es una actualización y con eso que no se considere una modificación, sino únicamente para anexarlo y forme parte del plan aprobado.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Va a ser una buena práctica si lo implementamos porque aquí se ha mencionado de que tenemos que tener versiones finales aprobadas y obviamente pues desde que ingresan los cronogramas pues se van retrasando en medida de que se va haciendo el análisis, la interacción y entonces a veces pasan meses. Y con lo que propone, se puede mantener una actualización y decir a partir de la actualización este es el cronograma último, que puede cambiar, pero al menos tiene fechas más vigentes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces podríamos integrar esto al acuerdo. Por favor Secretaria Ejecutiva, nos podría dar lectura a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.40.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A23/2015.

ACUERDO CNH.E.40.002/18

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, y 13, fracción XIII y último párrafo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A23/2015, 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 Perseus Tajón, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:13 horas del día 12 de julio de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

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