



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:11 horas del día 23 de octubre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2019 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 220.0889/2019, de fecha 22 de octubre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Opinión Técnica sobre la modificación de 9 Títulos de Asignaciones Tipo AR.
- II.2 Opinión Técnica sobre la modificación a los títulos de las Asignaciones AE-0008-4M- Amoca-Yaxché - 06 y AE-0056-2M-Mezcalapa-06.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0354-M-Campo Tumut.
- II.4 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-0151-M-Campo Homol.
- II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Programa de Trabajo 2019 y del Presupuesto asociado al mismo, relacionados con el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.
- II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. del contrato CNH-M4-Ébano/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.

II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión Técnica sobre la modificación de 9 Títulos de Asignaciones Tipo AR.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Víctor López Hernández, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

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

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO VÍCTOR LÓPEZ HERNÁNDEZ Gracias. Buenas tardes Comisionada, buenas tardes Comisionados. Traemos a su consideración la solicitud de opinión respecto a la modificación de nueve Títulos de Asignación del tipo AR, la cual solicita la Secretaría de Energía. El fundamento legal es la Ley de Hidrocarburos, así como la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento Interno de la Comisión y el Título de Asignación vigente. En la tabla podemos observar los nueve títulos de los cuales la Secretaría de Energía solicita la opinión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora, respecto al objeto de la solicitud. La opinión de la Secretaría de Energía solicita la modificación del anexo 1 de los nueve Títulos de Asignación, en los cuales primero solicita modificar el apartado de profundidad a fin de acotar administrativamente las actividades amparadas para dichas Asignaciones a formaciones geológicas específicas. Y segundo, reconfigurar los límites del área de la Asignación AR-470-M-Campo Arroyo Zanapa en el apartado "Superficie", con el objetivo de eliminar el traslape tanto en superficie como en profundidad con la Asignación A-0169-M-Campo Juspí. En la imagen podemos observar que los campos se encuentran una parte en Veracruz y otra parte en Tabasco y todos son campos terrestres. Ahora, respecto a los antecedentes para tener una idea de lo que está solicitando la Secretaría de Energía, primero tenemos que el 2 de septiembre del 2019 PEP solicitó a la Secretaría de Energía aclarar si es posible realizar actividades de exploración en formaciones distintas a las productoras de los campos de las Asignaciones AR.

Posteriormente, el 24 de septiembre del 2019, la Secretaría confirmó a PEP que puede llevar a cabo actividades de exploración al amparo de las Asignaciones del tipo AE en las superficies que presentan traslape con Asignaciones del tipo AR. Sin embargo, se debe realizar en formaciones distintas a las señaladas en la tabla siguiente. En la tabla podemos observar el traslape que existe en ciertas formaciones en las cuales PEP no podría realizar actividades y es parte de lo que solicita la Secretaría de Energía de acotar. Ahora, respecto a la modificación del anexo 1 en la ubicación y área de Asignación de los nueve Títulos de Asignación, tenemos que —primero— en el anexo 1 se indica en el apartado profundidad que las actividades amparadas para esta Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas. Este es el apartado vigente. Ahora, el apartado propuesto lo tenemos en la tabla, en la cual se indican las formaciones en las cuales se tendría que acotar para cada una de las Asignaciones AR. Aquí tenemos la Asignación AR y qué formación tendría que ser acotada en este apartado de profundidad.

Y segundo, respecto a la reconfiguración del Título de Asignación AR-470-M-Campo Arroyo Zanapa tenemos primero que existe un traslape como podemos ver aquí en los puntos azules en la parte superficial. Pero adicionalmente también tenemos un traslape en la parte geológica, como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

podemos ver en la tabla en las edades Cretácico Superior y Cretácico Medio. Entonces la propuesta de la Secretaría de Energía es modificar la Asignación Campo Arroyo Zanapa que quedaría como se muestra en la imagen inferior.

Ahora bien, respecto a la opinión técnica que nosotros tenemos es la Dirección General de Dictámenes de Extracción considera viables las modificaciones propuestas por la Secretaría y con base en lo anterior se indica que, primero, acotar las formaciones geológicas de las nueve Asignaciones del tipo AR permitiría especificar las formaciones en las cuales se puedan realizar actividades al amparo de cada Asignación en los términos establecidos por la Secretaría de Energía. Sin embargo, es recomendable que la edad y en su caso el nombre de la formación geológica sean homologados con las épocas y/o edades definidas en la tabla cronoestratigráfica internacional emitida por la Comisión Internacional de Estratigrafía de la International Union of Geological Sciences, a fin de dar certeza jurídica conforme a los estándares internacionales.

Y segundo, que es respecto a la reconfiguración de la Asignación AR-470-M-Campo Arroyo Zanapa, esto permitiría eliminar el traslape tanto en superficie como en las formaciones geológicas con la Asignación A-0169-M-Campo Juspí. Sin embargo, debemos considerar que el pozo Arroyo Zanapa-3 se tendría que incorporar a la Asignación A-0169-M-Campo Juspí. Actualmente este pozo pertenece a la Asignación AR-470-M-Campo Arroyo Zanapa. Ahora, por lo tanto, se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la presente opinión técnica solicitada por la Secretaría de Energía, referente a la modificación de los nueve Títulos de Asignación en comento. Sería todo por mi parte Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro López. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo, una duda maestro. ¿La propuesta es modificar/ajustar nueve Asignaciones de Resguardo para delimitar la actividad de exploración en un determinado horizonte?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO VÍCTOR LÓPEZ HERNÁNDEZ Sí. La propuesta es las Asignaciones AR acotarlas a ciertas formaciones y permitir que las Asignaciones AE puedan abarcar actividades en las demás formaciones que no sean esas que están por parte de AR, para que no haya un traslape.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, pero la actividad de exploración se llevará a cabo en las AE.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO VÍCTOR LÓPEZ HERNÁNDEZ Sí. Lo único que se tendría que acotar es el término "superficie", que dice que todas las formaciones son parte de AR. Entonces la propuesta nada más es acotar ciertas formaciones de AR para que AE pueda abarcar lo demás.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una pregunta. ¿Antes la Asignación AE estaba delimitada o excluía la formación, la Asignación AR en su columna total?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO VÍCTOR LÓPEZ HERNÁNDEZ No. De acuerdo a lo que indica la Secretaría de Energía, primero se les dio el permiso de poder abarcar las formaciones, excepto estas que especifica en la tabla, si podemos regresar a la lámina 4 por favor. Cuando la Secretaría de Energía autoriza a Pemex, le dice sí puedes realizar las actividades en todas las formaciones, excepto en estas que tenemos aquí, que son las que están en la tabla. Entonces las Asignaciones AE podrían abarcar todo, excepto esto. O sea, sí tendrían permiso, excepto en estas que tendrían el traslape.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. O sea, es decir las dos tenían derecho de exploración en las formaciones que no incluían la parte de extracción.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO VÍCTOR LÓPEZ HERNÁNDEZ Es correcto, sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muy bien, ya queda claro. Muy bien, no sé si haya algún. Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.64.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad emitió opinión respecto de la modificación de 9 Títulos de las Asignaciones Tipo “AR”, que a continuación se indican:

AR- 0404-M- Campo Ayapa

AR- 0411-M- Campo Carmito

AR-0416-M- Campo Coyol

AR-0420-2M- Campo Furbero

AR- 0426-2M- Campo Humapa

AR- 0428-M- Campo Iris

AR-0470-M-Campo Arroyo Zanapa

AR- 0471-M- Campo La Central

AR- 0503-M- Campo Pitahaya.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Opinión Técnica sobre la modificación a los títulos de las Asignaciones AE-0008-4M- Amoca-Yaxché-06 y AE-0056-2M- Mezcalapa-06.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Miguel Ángel Ibarra Rangel, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Ibarra, por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Gracias Comisionada, Comisionados. buenas tardes compañeros. Efectivamente como menciona la Secretaría Ejecutiva, traemos a su consideración la solicitud de opinión respecto a la modificación del Título de las Asignaciones AE-0008-4M - Amoca-Yaxché – 06 y AE-0056-2M - Mezcalapa – 06. Cabe hacer mención que estas dos solicitudes forman parte de un conjunto de cinco que solicitó opinión la Secretaría de Energía. Quedarían pendientes dos, de las cuales estamos solicitando información para complementar el análisis respecto de la opinión de las mismas. Siguiendo por favor.

El fundamento legal de la presente opinión se basa en la Ley de Hidrocarburos, artículo 6, párrafo primero, quinto y sexto; Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 39, fracción VI, artículo 39 también, numerales I y VI; el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, artículo 16, fracción I; así como el Reglamento Interno de la Comisión en su artículo 35, fracción II; y el Título de las Asignaciones vigentes, respecto de los términos y condiciones primero, cuarto y quinto, así como los anexos 1, 2 y 3. Siguiendo por favor.

El objeto de la solicitud de opinión por parte de la Secretaría consiste, versa sobre las Asignaciones AE-0008-4M - Amoca-Yaxché – 06 y AE-0056-2M - Mezcalapa – 06 para modificar como menciono el término y condición



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

primero, cuarto y quinto de los Títulos de Asignación, los anexos 1, 2 y 3 y la reconfiguración del área de las Asignaciones. Podemos ver en la tabla resumen la Asignación, que son las que he comentado, asociadas a los descubrimientos del Campo Teekit para la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06 y el Campo Cibix, AE-0056-2M - Mezcalapa - 06. El área que cubre cada una corresponde a 959.30 km² y 1,085 km² respectivamente y se encuentran en las Cuencas de Comalcalco y la Cuenca Terciaria del Sureste. En la imagen del lado derecho podemos ver la configuración actual de las Asignaciones. Siguiendo por favor.

Dentro de las generalidades de las mismas para la Asignación Amoca-Yaxché-06, esta se encuentra en aguas territoriales del golfo de México a una distancia de 23 km al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco. Siguiendo por favor. Mientras que para la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa - 06 Campo Cibix, esta se localiza a una distancia de 6.4 km del municipio de Jalpa de Méndez en Tabasco y a 30.12 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del término y condición primero, que en los Títulos de Asignación corresponden al objeto y área de Asignación, y con el objetivo de incluir lo concerniente a las actividades de extracción de las Asignaciones en comento y derivado de la aprobación de los Planes de Desarrollo de los Campos Cibix y Teekit, la Secretaría propone actualizar el término y condición primero como se desglosa a continuación. El término vigente incluye actividades de exploración y extracción y la propuesta por parte de la Secretaría consiste nada más en delimitarlas en términos de extracción. Ahora bien, de lo anterior esta Comisión está de acuerdo con la propuesta de la Secretaría respecto de dejarlos en términos de actividades de extracción al no haber ya actividades de exploración en los títulos a modificar. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del término y condición cuarto que corresponde a la vigencia y condiciones de la prórroga, para la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06 el título vigente menciona que será de 22 años contados a partir del 27 de agosto, fecha en que comenzó el periodo adicional de exploración. La propuesta de la Secretaría consiste en llevarlo a 25 años contados a partir de la misma fecha y esto para incluir las actividades, ya incluiría las actividades de exploración prácticamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asimismo, también se menciona que la Comisión emitirá aprobación al plan correspondiente y otorgará a la Secretaría su asesoría técnica respecto a los plazos de la prórroga. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del término y condición cuarto también, perdón, pero ahora de la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa - 06, prácticamente viene el Título de la Asignación está en los mismos términos de 22 años y la propuesta de la Secretaría es dejarlo de 25 años de igual manera a partir del 27 de agosto. De lo anterior, esta Comisión está de acuerdo en la propuesta de la Secretaría ya que identifica factible la vigencia de la Asignación y las prórrogas que podrían tener otorgarse al asignatario, perdón— siempre y cuando este haya cumplido con los términos y condiciones establecidos en el Título de la Asignación a modificarse. Siguiendo por favor.

Bien. Por lo que hace a la modificación del término y condición quinto que consiste o habla de las actividades de extracción y por lo que hace a la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06, el título vigente menciona que las actividades a que se refiere el presente inciso se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción. La propuesta de la Secretaría propone lo mismo que las actividades se llevarán a cabo en los términos de las actividades de extracción y del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la Comisión. Asimismo, así como del Compromiso Mínimo de Trabajo correspondiente y establecido en el anexo 2 del presente Título de Asignación. Entre otras características, menciona también que el Plan de Desarrollo para la Extracción deberá garantizar la optimización de la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el área de la Asignación conforme a la regulación que emita para este efecto la Comisión. Siguiendo por favor.

En este sentido, también hay una modificación propuesta por la Comisión. En el párrafo del lado izquierdo se menciona en el título vigente que el asignatario podrá solicitar retrasar el inicio o suspender los trabajos establecidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se justifiquen sus causas de conformidad con lo previsto en la ley, el reglamento y demás normatividad aplicable. Asimismo, se menciona que en el supuesto de que el asignatario derivado de sus actividades de exploración, extracción o evaluación identifique la posibilidad de que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

existan hidrocarburos en una zona diferente a la contemplada dentro del Plan de Exploración o del Plan de Desarrollo para la Extracción, deberá dar aviso a la Secretaría en un término no mayor a 30 días naturales a partir de dicha determinación y presentar a la Comisión la modificación del plan respectivo en términos de la normatividad aplicable a fin de que pueda desarrollar las actividades conducentes.

En este párrafo, en el primer párrafo se recomienda o se propone por parte de la Comisión que se agregue que a juicio de la Secretaría se puedan llevar a cabo, se puedan solicitar las autorizaciones para retrasar el inicio o suspender los trabajos establecidos porque lo dejan en un término muy ambiguo. ¿En responsabilidad de quién estaría esa observancia de que se cumplan las autorizaciones? Y, por otro lado, también se agrega en el siguiente párrafo o se hace énfasis en que se determine la posibilidad de que existan hidrocarburos en unidades litoestratigráficas distintas a las contempladas dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado. Siguiendo por favor.

Por lo que hace al mismo término y condición quinto, pero ahora de la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa - 06, prácticamente las actividades que están en el título vigente consisten en actividades de exploración y extracción. Estas se eliminan de la propuesta al título actual y las actividades de extracción se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la Comisión y del Compromiso Mínimo de Trabajo correspondiente establecido en el anexo 2 del Título de la Asignación.

De igual forma, si pasamos a la siguiente por favor, se hace el mismo énfasis que el asignatario podrá solicitar autorización para retrasar el inicio o suspender los trabajos establecidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se justifique en sus causas a juicio de la Secretaría. Y de igual forma que, en el supuesto de que el asignatario derivado de sus actividades de extracción determine la posibilidad de que existan hidrocarburos en unidades litoestratigráficas distintas a las contempladas dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, deberá dar aviso a la Secretaría del descubrimiento en un término no mayor a 30 días naturales a partir de dicha determinación y presentar a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisión el plan o programa respectivo asociado a la Asignación de Exploración en la que se encuentre contenido. Siguiendo por favor.

Ahora, por lo que hace a la modificación del anexo 1 que corresponde a la ubicación y área de la Asignación, para la Asignación AE-0008-4M - Amocayaché - 06, el título vigente menciona que la ubicación en cuanto a la profundidad, las actividades amparadas para esta Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas. La propuesta de la Secretaría menciona que las actividades de extracción amparadas por esta Asignación podrán realizarse en las siguientes formaciones geológicas que corresponderían en la edad del Plioceno Medio y en las unidades litoestratigráficas delimitadas por el pozo descubridor del Campo Teekit. Sin embargo, también se propone por parte de esta Comisión que se cambie la palabra "delimitadas" en las formaciones geológicas por "identificadas", porque "delimitadas" da un contexto muy diferente a lo que podría determinarse como identificadas de las formaciones atravesadas por los pozos descubridores. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del mismo anexo, pero respecto del área de la Asignación, el título vigente en el término de la superficie corresponde a las coordenadas comprendidas en la tabla de lado izquierdo. Esta Asignación, como mencioné al inicio, cubre un área de 959.30 km². Sin embargo, con la propuesta quedaría restringida a las coordenadas geográficas aprobadas en el Plan de Desarrollo para el Campo Teekit y correspondería solamente un área de 18.64 km², lo que equivale una reducción de aproximadamente el 98% del área del Título de la Asignación vigente. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del anexo 1, mismos temas de ubicación y área de Asignación, pero para la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa - 06, de igual forma en el Título de Asignación vigente respecto de la profundidad se menciona que las actividades amparadas por esta Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas. La propuesta de la Secretaría consiste en delimitar las actividades de extracción amparadas para esa Asignación y restringirlas a la edad del Mioceno Superior y de igual forma a las unidades litoestratigráficas identificadas, delimitadas por el pozo descubridor del Campo Cibix. La propuesta de la Comisión es cambiar de igual forma la palabra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“delimitadas” por “identificadas” por el pozo descubridor del Campo Cibix. Siguiendo por favor:

Y de igual forma respecto al área de la Asignación, el título vigente, el polígono, la superficie del área de la Asignación está comprendida entre las coordenadas que vemos del lado izquierdo que es un área de 1,085 km² y se propone el polígono que cubre el área de extracción aprobadas en el Plan de Desarrollo para el Campo Cibix que cubren un total de 12.97 km² y lo que representa una reducción de cerca del 98.8% del área original. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del anexo 2 que corresponde al Compromiso Mínimo de Trabajo para la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06, el título vigente menciona que el Compromiso Mínimo de Trabajo de esta Asignación es aquel que se describe en el término y condición quinto, inciso A del presente Título de Asignación. En este sentido, la modificación propuesta por la Comisión consiste en que se cumplan las metas físicas e inversiones aprobadas previamente por este Órgano de Gobierno en los Planes de Desarrollo para el Campo Teekit que consisten en la perforación y terminación de cuatro pozos de desarrollo, 13 reparaciones menores, cuatro reparaciones mayores, una estructura marina, dos ductos, así como una inversión de 302.57 millones de dólares. Siguiendo por favor.

En el mismo sentido, el Compromiso Mínimo de Trabajo para la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06 que correspondería al Campo Cibix, de igual forma se plantea la propuesta por parte de esta Comisión que las metas físicas e inversiones sean las mismas que fueron aprobadas en los Planes de Desarrollo para la Extracción de ese campo y que consisten en la perforación y terminación de seis pozos de desarrollo, la recuperación de un pozo exploratorio, 159 reparaciones menores, 20 reparaciones mayores, tres ductos y una inversión aproximada de 105.69 millones de dólares. Siguiendo por favor.

Ahora bien, por lo que hace a la modificación del anexo 3 en lo que corresponde a las recomendaciones, para el Título de la Asignación AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06, el título vigente menciona que las recomendaciones a considerar en la ejecución de las actividades, menciona que la Comisión no estableció recomendaciones para el periodo adicional



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de exploración de la presente Asignación y, que en caso de que la Comisión emita recomendaciones, la Secretaría las incluirá mediante una modificación al Título de la Asignación.

En este sentido, la propuesta por parte de la Comisión es que se incluyan las recomendaciones que se dieron en su momento en la aprobación del Plan de Desarrollo para el Campo Teekit, que consisten básicamente en administrar los ritmos y gastos de producción, evaluar la caracterización de yacimientos, sobre todo para desarrollar a la parte norte del área de extracción, llevar un seguimiento del avance del contacto de los fluidos en función del ritmo de vaciamiento, actualizar en los modelos estáticos para que los pozos sean ubicados en las mejores zonas donde se ubiquen las mejores calidades de roca o yacimiento y que una vez concluido el desarrollo del campo se identifiquen las áreas de oportunidad para la mejora de la sinergia de toda la infraestructura que se desarrolló, que se planteó para el desarrollo del Plan de Extracción. Siguiendo por favor.

Asimismo, la modificación del anexo 3 para la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa - 06, de igual forma la propuesta de la Comisión es que se incluyan las recomendaciones que se dieron en el caso de la aprobación del Plan de Desarrollo del Campo Cibix que consisten en la toma de información con miras a la caracterización del tipo de daño en el sentido de disminuirlo y reducir las caídas de presión que con base en la evaluación petrofísica de las arenas 14B y 14C deberían de ser consideradas para evaluar subsecuentemente a través de probadores de formación o bien pruebas de presión. Que derivado de las pruebas de presión-producción se recomienda se realice una prueba de interferencia con el objeto de evaluar la transmisibilidad en la continuidad hidráulica del horizonte en evaluación. Asimismo, se recomienda al asignatario realice pruebas de presión-producción en las arenas no probadas. Siguiendo por favor.

Se recomienda también la adquisición de información para estimar con mayores elementos técnicos la posición de los contactos de cada arena. Asimismo, se recomienda recalcular los gastos críticos en función de los contactos y actualizarlos. Optimizar los gastos de producción con base en las condiciones operativas y muestreos de agua continuos y por último evaluar la posibilidad de utilizar el gas en las arenas MS-3 y MS-5 como un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sistema artificial de bombeo neumático natural cuando la presión de las arenas lo permita. Siguiendo por favor.

Luego entonces como propuesta de la Comisión, adicional, perdón. Adicionalmente, como propuesta de la Comisión respecto de los nombres de las Asignaciones resultantes, se propone que los nombres se asocien a los campos ya descubiertos comercialmente en esas Asignaciones, por lo que la propuesta quedaría en término de que las Asignaciones ahora se nombren AE-0008-5M - Amoca-Yaxché - 06 Campo Teekit y AE-0056-3M - Mezcalapa - 06 Campo Cibix. Siguiendo por favor.

Bien. Por lo que hace a la opinión técnica, la Dirección General de Dictámenes de Extracción considera que son viables las modificaciones propuestas por la Secretaría respecto de los Títulos de las Asignaciones AE-0008-4M - Amoca-Yaxché - 06 y AE-0056-2M - Mezcalapa - 06, en consideración de que la configuración propuesta tiene por objeto delimitar las Asignaciones enfocándose en el área donde se tiene un descubrimiento comercial. Derivado de la solicitud de opinión técnica de la Secretaría, recibida mediante oficio 521.DGEEH.576/19 recibido el 18 de septiembre de 2019, esta Comisión considera que los ajustes propuestos tanto por la Secretaría, así como los indicados por la Comisión en los Títulos de las Asignaciones en comento son adecuados ya que permiten al asignatario continuar a la etapa de extracción, en consistencia con los Planes de Desarrollo aprobados. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la presente opinión técnica solicitada por la Secretaría de Energía referente a la modificación de los Títulos de Asignación en comento. Es todo por mi parte Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Ibarra. ¿Algún comentario Comisionados? Sí, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, gracias Comisionada. Una, digamos una serie de dudas. Podríamos poner la lámina en donde está el área de la Asignación y en específico el campo. A ver, estos son dos de los 17 campos prioritarios que ya aprobó su Plan de Desarrollo esta Comisión. Ahí está el área digamos grande de la Asignación Amoca-Yaxché - 06 y ahí más pequeño el Campo Teekit y lo mismo en el Campo Cibix. Si entendí bien, este es el Título de Asignación de Extracción solo de los campos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Este es el título vigente Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, entiendo. Pero lo que estamos ahora discutiendo es nada más el título de extracción del campo, de Cibix y de Teekit.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Así es, de Cibix y de Teekit.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entonces es solamente el espacio digamos geográfico del campo. ¿No? Esa es la nueva Asignación.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Esta sería la nueva Asignación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto. Pero luego más adelante se prevé la posibilidad de que si –digamos– se descubre o existe la posibilidad de que se encuentre hidrocarburo en otra zona, se puedan llevar a cabo actividades, igual lo entendí mal, pero así lo entendí, de que se pueden llevar a cabo actividades de exploración.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Claro, pero ahora asociados a las nuevas Asignaciones de Exploración que fueron aprobadas el 28 de agosto de este año, si no mal recuerdo por la Secretaría, y corresponderían para el caso de la Asignación AE-0056-2M - Mezcalapa – 06.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, la grande.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- La grande ya reducida sería para la AE-0141-Comalcalco.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está bien. O sea, con independencia de los nombres con números, el tema es que aquí es la Asignación de Extracción y si hay digamos posibilidad de llevar a cabo actividades de exploración, esas se llevan a cabo en otra Asignación. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Efectivamente, así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, además era una pregunta. Y dos, también me llamó la atención el tema de la posibilidad de que el asignatario digamos suspenda actividad o detenga actividad, lo cual está perfectamente previsto en el marco jurídico y nosotros estamos proponiendo que sea a juicio de la Secretaría. Algo así vi, ¿no?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Sí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver, me llama la atención, nada más quisiera ver cómo empata eso con digamos lo que dice la Ley de Hidrocarburos. Es el artículo 10, es el supuesto que claramente no estamos ahora ahí, pero está relacionado. Dice que “el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Energía podrá revocar una Asignación y recuperar el área de Asignación cuando se presente alguna de las siguientes causas graves” y entonces viene este supuesto. “Que por más de 180 días naturales de forma continua, el asignatario no inicie o suspenda las actividades previstas en el plan –dice acá– sin causa justificada ni autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en los términos que establezca el Título de la Asignación”. ¿Y ahora acá el Título de Asignación lo que estaríamos proponiéndole a la Secretaría es que esa suspensión de actividad sea a juicio de la Secretaría? ¿Cómo empatamos esta propuesta de SENER con la obligación que yo entiendo tendríamos de autorizar cuando exista una causa justificada para que el asignatario lleve a cabo esta prórroga de actividades? No sé si me expliqué. ¿Cómo empatamos eso?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En este caso la propuesta de SENER no dice a juicio de quién, dice cuando haya causa justificada. Entonces se discutió, bueno, es una causa justificada a juicio de quién. Y entonces había dos alternativas, a juicio de CNH o a juicio de SENER. Entonces se le pidió la opinión al jurídico de CNH quién debe ser el que debe tomar la decisión para declarar que la causa es justificada, si CNH o SENER y el jurídico dijo SENER. Por eso apareció, no porque SENER lo esté proponiendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SÉRGIO PIMENTÉL VARGAS.- No, no, está claro que es propuesta nuestra. Digamos, la lectura que yo hago es que la causa justificada, la justificación de la causa debe darla el asignatario y quien debe evaluarla en todo caso yo creo que es la CNH. Esa es una cuestión que yo pongo aquí sobre la mesa porque, digo, porque es lo que dice la fracción I del artículo 10. ¿No? A SENER le tocaría en todo caso llevar a cabo la revocación del título, pero no autorizar o no digamos pronunciarse *a priori* respecto de esto que compete, según yo, al asignatario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé qué diga el jurídico.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Comisionados, buenas tardes. Efectivamente la lectura que hace el Comisionado Pimentel es correcta, está soportada en el artículo 10 de la ley y en el propio reglamento. Quien debe de tomar esa determinación es la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Digamos, es una causal de revocación. Como bien dice el Comisionado, SENER es quien revoca el Título de Asignación si se actualiza la causal, pero la determinación tanto de la causa justificada como el otorgamiento de la autorización para suspender actividades durante el plazo previsto es competencia de la Comisión. Y disculpen la confusión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, entonces sí se hará la...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Hacemos la precisión para que quede como finalmente lo planteó la Secretaría de Energía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Bueno, la Secretaría de Energía no había planteado quién y yo creo que hay que poner la propuesta de nosotros que es la página 10 que teníamos ahí y la página 12 tendríamos que decir a juicio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- De acuerdo, o eliminarlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Una última, eh. Respecto del primer punto, justo lo que está en pantalla ahora en el segundo párrafo de la propuesta nuestra, nada más para saber. Dice, "en el supuesto... derivado de las actividades determine la posibilidad de que se hallen hidrocarburos en unidades litoestratigráficas distintas, deberá dar aviso a la Secretaría del descubrimiento". ¿Cuál descubrimiento? O sea, ¿ya descubrió en el mismo campo?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Efectivamente, aquí para clarificar Comisionado. Eso sería respecto a la reducción. Pero si derivado de las actividades identifica alguna unidad litoestratigráfica diferente a la que se está proponiendo aprobar, debería de notificar a la Secretaría, pero respecto ya de la nueva Asignación como comentaba bien usted.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, así es como lo comentamos.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Exactamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está un poco raro, pero está bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Igual, o sea, el aviso también tiene que ser a la Comisión. ¿No? O sea, porque aquí tiene que haber un aviso de descubrimiento.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Bien, lo agregamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y el resto igual. ¿No? Corresponde a que está correcto tal cual.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Lo agregamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ¿algún otro comentario? Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.E.64.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad emitió opinión respecto de la Modificación a los títulos de las Asignaciones AE-0008-4M-Amoca-Yaxché-06 y AE-0056-2M-Mezcalapa-06.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0354-M-Campo Tumut.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castellanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias. Muy buenas tardes Comisionados y a todos los presentes. Vamos a presentar lo que sería la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignación A-0354-M Campo Tumut que presenta Pemex Exploración y Producción. Primeramente, vamos a ver una lámina donde están los antecedentes de lo que es el campo. Esto, como se mencionó, es la Asignación ya comentada. Es una Asignación que tiene otorgada Petróleos Mexicanos a partir del 13 de agosto de 2014 y tiene una vigencia de 20 años a partir de la fecha de agosto que se mencionó de 2014. El campo inició a producir en arena, bueno, no son arenas, en formaciones del Jurásico y la producción promedio durante agosto de 2016 –que fue la última vez que estuvo en producción el campo– fueron 670 barriles por día de aceite y 0.56 millones de pies cúbicos de gas. Esta Asignación tiene una producción acumulada a enero de 2019 de 2.4 millones de barriles y 2.6 miles de millones de pies cúbicos que representan 2.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Aquí tenemos la relación cronológica. Esta Asignación se presentó el 22 de abril de 2019 y es una Asignación que ha tenido bastantes revisiones por parte de nosotros. Hemos tenido bastantes reuniones con el operador para tratar de dejar lo más claro posible esta situación y tuvimos una última comparecencia el 15 de octubre de este año donde pedimos al operador que nos pudiera aclarar sobre el programa que tiene él contemplado para el abandono que iniciaría hasta el 2024 y 2026, que son a partir de esta fecha de cinco a seis años. Entonces se les hicieron a ellos la solicitud de las aclaraciones para que nos pudieran precisar este periodo y nos mencionaron ellos que existe la posibilidad de tener algún acuerdo sobre el uso de esta infraestructura con el operador Fieldwood, que ellos son propietarios, no son propietarios, tienen un área contractual donde ellos van a realizar actividades de extracción y la infraestructura del Campo Tumut pudiera resultar para ellos en reducir los tiempos en los que pudieran construir la propia y utilizar esta infraestructura de forma adelantada.

Todas estas situaciones son las que nos llevaron hasta el día de hoy que estamos presentando el resultado final del dictamen y también se pidieron las opiniones de la ASEA de lo que sería el Sistema de Administración de Riesgos, a la Secretaría de Economía lo referente al cumplimiento del contenido nacional y, como se comentó, durante todo este periodo pues se tuvo que solicitar una prórroga para poder llevar a cabo el dictamen de la forma más clara posible. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tenemos que esta Asignación está ubicada a 112 km al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas en Tabasco y cuenta con una superficie de 14.5 km², cuatro pozos perforados de los cuales actualmente uno se encuentra taponado y los otros tres se encuentran pendientes de llevar a cabo esta actividad. La modificación que nos estaba planteando el operador es con el objeto de ajustar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural que tiene asociado su plan. Se enfoca también a las actividades de abandono, en las cuales, como se comentó, va a llevar a cabo tres taponamientos, el abandono de la infraestructura y del ducto que tiene construido una vez que se defina si tiene uso por parte de otros operadores. Y todo este costo de abandono se está proyectando que sería un monto de 34.3 millones de dólares y en caso de llevarse estas actividades estarían terminando en el 2026.

Las generalidades de esta Asignación, como se mencionó, el área es de 14.5. Tiene una porosidad de 7%, presentó una presión inicial de 615 kg/cm². Su presión actual es de 198 kg/cm². El aceite que contiene este yacimiento es de 35 grados API. Las formaciones geológicas en las que tiene sus actividades de extracción es el Jurásico Superior Kimmeridgiario y los mecanismos de producción que se identificaron durante el periodo que estuvo operando fue que es a través de la expansión roca-fluido y el gas en solución. Tiene una profundidad promedio de 4,350 metros. Como se mencionó, tiene tres pozos que están sin taponar y uno taponado de forma definitiva y tiene colindancias con la Asignación AE-0151-M-Campo Homol y con la A-0089-Campo Chuc.

En esta lámina podemos observar cómo fue su historia de producción. Como se mencionó, el campo empezó a producir en el 2011. Llegó a tener un pico de producción en el 2012 de 4,000 barriles. Sin embargo, a partir de ahí empezó una declinación muy abrupta y el campo se cerró a partir del 2015. En el año 2016 se hicieron algunos esfuerzos para tratar de reactivar el campo, ver si tenía posibilidades de continuar produciendo, sin embargo, el operador ya no encontró posibilidades ya que la producción se le abatía muy rápido y empezaron ellos también a hacer estudios de su modelo estático y dinámico y pues llegaron a la conclusión de que el volumen remanente pues ya no es comercialmente explotable. Por eso es la decisión de presentar también un plan para abandonar el campo. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La justificación que nos presentan para la modificación y de la estrategia que están ahora tomando en consideración la última información técnica que tienen ellos es que tienen un cambio en la estrategia de extracción debido a que el asignatario disminuyó la actividad física derivada del riesgo geológico, como lo mencioné del reanálisis que hicieron ellos de su modelo estático y dinámico del Jurásico y que el comportamiento de los pozos pues no era muy favorable, no era muy productivo cada uno de los pozos y se abatieron muy rápidamente. Esto los llevó también a hacer una recategorización de las reservas derivado del comportamiento del yacimiento y también ellos en el momento en el que se documentó su Programa de Aprovechamiento de Gas han tenido ahí varias situaciones que son las que también se van a regularizar mediante la actualización de este plan. Y como último punto tenemos que también tienen una variación en lo que sería su monto total de inversión de un 34.6% respecto a lo que es el plan vigente de la ronda 0.

En cuanto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, referente a la tecnología y al plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, tenemos nosotros que estuvimos revisando el volumen original de hidrocarburos y vemos que este se ha mantenido desde que se les otorgó la Asignación en el 2015 presentando 125.4 miles de millones de barriles, perdón, millones de barriles de aceite y 137.7 miles de millones de pies cúbicos. En lo que se refiere a las reservas, también podemos ver en esta lámina cómo ha sido la evolución de sus reservas y vemos que derivado de la última actualización de sus modelos de yacimiento ellos están dejando únicamente reserva 3P. Ya no tienen reserva 1P y 2P que pudieran producirse en este momento.

Presentó para actividades que restan para el abandono del campo tres alternativas. Estas tres alternativas tienen las mismas metas físicas, únicamente lo que hizo fue evaluar diferentes alternativas en cuanto a la tecnología y los equipos con los que llevaría a cabo el abandono, seleccionando la alternativa número 1, que es la alternativa donde harían los taponamientos de los pozos con un barco. Esto es lo que les resultó a ellos menos costoso respecto a la alternativa 2 que es el taponamiento de los pozos con una plataforma autoelevable y en el caso de la alternativa 3 serían los tres abandonos de los pozos con un equipo fijo de perforación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esto les saldría más costoso. Y en el caso de la alternativa 1, pues ellos estarían programando 34.3 millones de dólares para llevar a cabo el abandono. A esto se le hizo su evaluación económica y pues presenta indicadores negativos puesto que ya no presenta ingresos por la producción.

En esta lámina presentamos cómo tiene programado el abandono el operador de lo que sería la infraestructura de la Asignación. El abandono de los pozos sería en el 2024 los tres taponamientos y lo que serían ya las actividades del retiro del ducto y de la plataforma se estarían llevando a cabo el 2024, el 2025 perdón y el 2026. Sin embargo, derivado de las aclaraciones que se le pidieron por qué difería desde el 2019 hasta el 2025 el retiro de la infraestructura, lo que nos manifestó el operador en la comparecencia es que ellos todavía tienen identificadas actividades en cuanto a lo que son las áreas cercanas de exploración. Tienen algunos prospectos exploratorios que pudieran utilizar esta infraestructura.

También lo que nos dijo es, como se había comentado, ellos ya tienen un acercamiento. No tienen ningún Contrato formalizado actualmente, pero sí han llevado ya diferentes actividades de acercamiento y negociaciones con la compañía Fieldwood para el uso de esta infraestructura. Y dentro de esa información que nos precisaron ellos en la última comparecencia, es que desde el 2017 tienen este acercamiento. Ellos tienen firmados convenios de colaboración y han llevado diferentes actividades en cuanto a las visitas ya a lo que serían las instalaciones de Tumut en cuanto a ver la utilidad de la plataforma y la utilidad del ducto y dicen ellos que tienen en general un avance del 86% en estas negociaciones y esto les llevaría a que entre el 2020 y 2023 con la compañía Fieldwood podrían utilizar la infraestructura en una primera etapa y, en caso de ser necesario que Fieldwood tuviera algún retraso con su infraestructura propia, se podría dar una segunda etapa del 2023 hasta el 2025. Eso es lo que nos precisaron ellos en el caso del acercamiento que tienen con otro operador.

Y también nos dicen que las actividades se tienen programadas una vez que se concluya esta probabilidad de tener las actividades con Fieldwood del uso de la infraestructura en cuanto también a lo que sería la logística del abandono, ya que requieren el barco para poder hacer los abandonos y también lo que serían los equipos necesarios para poder llevar a cabo el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

retiro de la infraestructura. Todo esto fue lo que nos precisaron y es lo que nos lleva a que los abandonos se muevan hasta el 2024, 2025 y 2026.

Ahora vamos a ver lo que es el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. Aquí vamos a hacer la reseña de diferentes actividades que se llevaron a cabo. El asignatario presentó su PAGNA y este fue aprobado el 20 de junio del 2018 mediante la resolución de la Comisión. Sin embargo, se le solicitó también la actualización de los calendarios de 70 Asignaciones, dentro de cuales estaba incluida la Asignación Tumut para que ajustaran y cumplieran con su meta de aprovechamiento de gas. El 13 de agosto del 2018 se recibió la actualización del Programa de Aprovechamiento. Este, el 12 de noviembre del mismo año mediante oficio 250.718/2018 se emitió la respuesta de la Comisión donde se actualizaba este programa y derivado de dicha actualización la Comisión realizó la revisión y evaluación de la información y se determinó que la información que presentó en el PAGNA no resultaba acorde a lo que se les había aprobado en el acuerdo. Entonces por esta razón el 6 de diciembre del 2018 se le notificó al operador que debía de presentar una modificación a lo que sería su meta de aprovechamiento de gas a través de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

En lo que se refiere a los mecanismos de medición, ya no presentó información el asignatario puesto que ya no ve posibilidades de extraer hidrocarburos y estar moviendo producción a través de sus diferentes instalaciones y ya no tenemos declarado el punto de medición para este caso.

También se llevó a cabo la revisión por parte de la Comisión de lo que serían los costos totales y el Programa de Inversiones y Erogaciones respecto al programa de abandono que presentó el asignatario. Como lo comentaba, ya no presenta producción, ya no presentaría ingresos y únicamente estaría presentando lo que serían actividades en producción que dice ahí operación de instalaciones de producción. Se refiere al mantenimiento que van a estar dando a la infraestructura. Y posteriormente presenta lo que sería ya los montos de abandono que se refieren al desmantelamiento de las instalaciones y esto nos da un costo total de 34.34 millones de dólares. Como se mencionó, estas actividades de mantenimiento de ese monto de 34.34 en producción representan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

3.64% y el resto del monto sería para el abandono que es el 96.36%. Esta evaluación económica con las premisas de la Comisión pues también sale negativa puesto que ya no hay ningún ingreso, ya es una actividad netamente que resulta un costo para lo que sería el abandono.

Derivado de la revisión y de las aclaraciones que nos presentó el operador, nosotros ponemos estas tres recomendaciones principales y se refieren al uso de infraestructura por otros operadores en el sentido de que en el caso de que se formalice el uso de la infraestructura existente por el tercero Fieldwood sobre la plataforma Tumut y el oleogasoducto para transporte de hidrocarburos, se informe a esta Comisión de si se formaliza la negociación y en su caso realice los ajustes necesarios que requiera el plan. Porque no sabemos si va a venir por ahí alguna actividad donde se tenga que prorrogar todavía más la fecha de abandono o que se tenga que correr por parte del operador de algún costo adicional. Entonces lo que le recomendamos es que cuando se formalice revisen su plan y, en caso de ser necesario que se modifique la inversión, presenten el nuevo plan.

Otra recomendación es en el caso de las reservas porque en este momento nos está presentando reservas 3P. Lo que nosotros estamos poniendo es que, antes de que lleve a cabo el abandono, reclasifique esas reservas con la información que tiene a lo que serían recursos contingentes para que no estemos nosotros abandonando un campo con reserva. Y por último tenemos lo que sería el desarrollo de infraestructura de otros operadores. En este caso lo que estamos poniendo y lo que estamos viendo, si se llega a consolidar lo que es el acuerdo para el uso de la infraestructura por el operador Fieldwood, probablemente se tenga que construir ductos que atraviesen infraestructura de Pemex o vaya a haber ahí varios cruces entre ellos. Y lo que estamos pidiendo es que de parte del operador y en su momento también a Fieldwood se les recomiende que hagan una revisión o un levantamiento de qué infraestructura hay ahí para que no llegue a haber alguna situación en la que pudiera llegarse a dar el caso de alguna interferencia en las operaciones.

Toda la revisión que hicimos nosotros fue en cumplimiento a la normatividad aplicable que se refiere a cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, al cumplimiento a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, al cumplimiento de los Lineamientos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Planes de esta Comisión, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y por último de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

En este caso también lo que se estuvo revisando con la ponencia y con el jurídico es que se tendría que hacer el ajuste a lo que sería el Compromiso Mínimo de Trabajo, el cual estaría quedando de esta forma como se muestra en la tabla inferior, donde ya no presentaría ninguna actividad esta Asignación para que también pudiera llevar a cabo sus actividades de abandono.

Derivado de todo esto, el resultado del dictamen es que derivado del análisis presentado se emite el dictamen en sentido técnico favorable respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0354-M Campo Tumut, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se aprueba una modificación. Esto es lo que traemos Comisionados.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Este tema lo tratamos la semana pasada y derivado de esa reunión se dijo que teníamos que tener una audiencia para tener claridad en algunos temas. ¿Hubo alguna información superviniente de esa audiencia? Porque yo no la identifico y si realmente hubo un cambio en el plan que nos están proponiendo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si nos podemos ir a la lámina en la que tenemos el programa, que es la lámina 14 tengo yo aquí. Esa información, es la que sigue, es la 15 perdón. Prácticamente lo que estamos adicionando para esta ponencia son las aclaraciones que nos hizo él ya documentales. Nos hizo una presentación en la que nos confirmó que efectivamente no tiene ningún Contrato firmado con Fieldwood, sin embargo, sí tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acercamiento con ellos y algunos acuerdos de colaboración en cuanto a lo que sería el posible uso futuro de la infraestructura, que era parte de lo que no quedó claro la ponencia pasada, que es lo que nos llevaba a que no tuviéramos actividad programada de lo que sería 2019 hasta 2025.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. ¿Pero el plan *per se* se queda igual?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, el plan sí y las inversiones también.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Nada más lo que hicieron ellos es que nos precisaron información en cuanto al acercamiento que tienen y ya en esta ocasión sí nos dieron de alguna u otra manera información cuantitativa en cuanto a lo que es el avance en las negociaciones con Fieldwood, que los acercamientos que habíamos tenido anteriormente con Pemex Exploración y Producción a lo mejor como fue con el área operativa nos decía, "no, no sabemos o no la vemos". Pero ahora de las personas que vinieron a hacer la aclaración fue directamente personal de lo que es la Subdirección de Producción de la Marina Suroeste, quienes sí tienen la información. Incluso nos presentaron un cronograma donde se ven actividades ya realizadas. Incluso se comentó que ya se están haciendo hasta pruebas de integridad de la plataforma y del ducto por parte de la compañía Fieldwood, ni siquiera de Petróleos Mexicanos. O sea, eso de alguna u otra manera ya nos da certeza o lo que fija es la postura de Fieldwood de formalmente usar esa infraestructura si le llega a ser útil. Y en las negociaciones ellos nos mencionaron que están en un avance del 86% para poder llegar ya a lo que sería un Contrato para el uso de la infraestructura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El punto es que el plan no incluye ese tipo de detalles, los Lineamientos de Planes no deben de incluir si va a haber una negociación, si la van a cambiar. Entonces el plan por eso es que comento sigue siendo el mismo, ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, en ese sentido sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo, quizá derivado de estas aclaraciones que hizo Pemex, sí se podría hacer una recomendación complementaria. Es decir, si se llega a hacer este acuerdo o este Contrato, seguramente va a haber ingresos derivados del Contrato, lo cual impactará ahora sí al proyecto y los números van a cambiar. Entonces seguramente esto que estamos viendo quizá no en actividades, pero en inversiones, los números tendrían que cambiar porque habría ingresos derivados de la utilización de la infraestructura por un tercero y eso sí entra dentro de la evaluación económica del proyecto. Supongo, porque así ha habido en otros casos. ¿No? Entonces una recomendación que quizá tengamos que hacer es de que si derivado de que se concrete estos Contratos o esta utilización de esa infraestructura dentro de todavía el proyecto dado que lo están posponiendo, tendría que digamos modificarse cuando menos la parte económica para los resultados económicos del proyecto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, lo podíamos precisar en ese sentido, pero si nos podemos ir a la lámina. Creo que lo tratamos de incluir en el primer punto doctora. No, pero si se requiere precisar o puntualizar, lo podemos hacer.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A lo mejor sí ya está, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Le pusimos en caso de que se formalice el uso de la infraestructura existente por parte del tercero Fieldwood sobre la plataforma Tumut o el oleogasoducto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. Ahí puede entrar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Informar en el caso, aja, para que actualicen su plan en cuanto a actividades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque, digo, sí tendría impacto. Porque la contestación al doctor Martínez fue pues no, pero yo creo que sí tendría impacto porque en el momento de tener un Contrato con un tercero pues sí va a haber un impacto económico al proyecto como tal y por lo tanto el plan se tendrá que modificar para su conclusión. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Probablemente a futuro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, no, a futuro claro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Pero con las cifras que habíamos presentado respecto al anterior, sí se mantiene. Este supuesto.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No cambia el plan de la semana pasada a esta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No cambia ahorita.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero a futuro sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- A futuro sí podría darse el supuesto del cambio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, OK, bueno.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, pero ahí creo que los Lineamientos de Planes dicen que sí hay un cambio en un porcentaje en todo el análisis económico, tendrían que venir a otra vez a solicitarlo. Pero estamos en el caso de un yacimiento que ya se definió que ya va a estar en abandono. Entonces yo no sé si el supuesto legalmente tendrían que venir otra vez si hacen una negociación que les diera una diferencia del 20%. Desde mi punto de vista como que no tiene lógica, pero la ley lo dice así.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues lo que pasa es que ahora va a ser cero, va a ser cero de inversión. Entonces cualquier cambio va a ser un impacto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces van a tener que volver otra vez a regresar para otro cambio de plan?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues ahí que nos digan los abogados.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso la pregunta es legal. ¿No? Porque a eso no le veo lógica, pero en el supuesto que haya un cambio de más del 20%, los lineamientos dicen que tienen que venir otra vez a solicitar un cambio. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Actualizar sus datos. ¿No?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y hacer lo mismo otra vez, otra presentación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestra Álvarez.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. En atención a su comentario doctor, de hecho, los lineamientos no hacen una diferenciación específica. Únicamente establecen en el artículo 62 que el supuesto se actualiza en cuando exista un incremento o decremento del 15% o más de la inversión a ejecutar. En este caso, pareciera que el supuesto pues es muy fácil que se actualice, pero dependerá que se lleve a cabo este acuerdo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero, sí tendrán que venir? Es la pregunta.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Es correcto, se encuadraría en el supuesto establecido en los lineamientos doctor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En ese sentido. Perdón, perdón.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Perdón. Nos permitiría a nosotros también tener certeza de las inversiones que se van a llevar a cabo en el área de Asignación doctor. En este momento no se tienen previstas, pero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obviamente pudieran impactar, como dice la doctora, de manera sustantiva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, maestra Frías.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Aja, eso sería en el caso de que hubiera una variación en cuanto a la inversión, pero lo que sería seguro es que habría una variación respecto al ingreso tal vez, no respecto a la inversión. Habría que ver eventualmente qué es lo que sucede.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay que checar, por eso. Perfecto, muy bien.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, el espíritu de los lineamientos no era ese. ¿No? Pedíamos que vinieran nuevamente a cambiar el plan pues porque había habido cambios fuertes en cuestiones de inversión y producción, pero esto es un yacimiento cerrado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, como que no era el espíritu, pero bueno, si la ley o el lineamiento así lo plantea pues tendremos que pedirles que nuevamente vengan y que nos traigan una solicitud de cambio de plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo siento que nos falta todavía información. Habría que ver qué, cómo se firma, qué se firma y seguramente, dado que es la prestación de un servicio, si va a haber que construir infraestructura para dar ese servicio. Entonces es una buena noticia para Pemex en el sentido de es una oportunidad de sacar ingresos de una plataforma que ya no está en uso, pero todavía no está firmado nada. Mientras no esté firmado nada y no esté claro todo, pues hay que esperar y cuando suceda tienen que venir a hacer el cambio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si es que es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si es que es, exactamente, claro. Si no llegan a acuerdo, pues no.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si sí, sí y si no, no.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. También se hablaba de exploración, que Pemex podría llegar a la exploración, entonces a mí me parecería que en los Planes de Exploración deberían tener los costos de toda esta infraestructura y ya no en este plan. En este plan ya olvidarlo, ¿no? Y todo queda para el otro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Entonces, Secretaria nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.001/19

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-0354-M-Campo Tumut.

ACUERDO CNH.E.64.003/19

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, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra 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-0354-M-Campo Tumut.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 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-0151-M-Campo Homol.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Roberto Gerardo Castro Galindo, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castro, ¿qué tal?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Gracias, buenas tardes. A continuación les presentaremos, como ya se mencionó, la información relacionada con la modificación solicitada al Plan de Desarrollo del Campo Homol. La siguiente por favor.

En cuanto a la relación cronológica, aquí podemos ver la fecha en que se ingresó la solicitud. Los pasos correspondientes a la evaluación, tanto la prevención, la atención a las prevenciones por parte del operador, la declaratoria de suficiencia. Se realizó una comparecencia, a la cual atendieron en atención a ella el 23 de septiembre de este año y hoy les estamos presentando la información analizada. En este proceso tuvimos diversos acercamientos con el operador para dejar claros varios puntos que durante la presentación vamos a estar comentando. La siguiente.

En esta imagen estamos viendo el área de la Asignación del Campo Homol. Se encuentra en aguas someras con un tirante aproximado de 23 metros. Está como una referencia a 122 km de la Terminal Marítima de Dos Bocas en Paraíso. Tiene como Asignaciones vecinas Kuil y Che. Esta Asignación es productora de petróleo ligero y de gas hidrocarburo a través de nueve



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos que son productores y, como veremos más adelante, los resultados de producción que ha tenido a partir de que fue asignado a esta área han sido mucho mejores a los que se tenían pronosticados en ronda 0. Derivado de eso, el operador ve necesario establecer una nueva estrategia para seguir extrayendo aceite y petróleo de este campo y eso lo propone a través de la perforación, reparaciones mayores y menores, construcciones de infraestructura y posteriormente el taponamiento y abandono de la misma infraestructura. El costo asociado a este proyecto, como lo podemos ver ahí en la pantalla, es de 877 millones de dólares como Programa de Inversiones para recuperar 37 millones de barriles de petróleo y 112,000 millones de pies cúbicos de gas. La siguiente por favor.

En cuanto a las generalidades de esta área, estamos viendo aquí en esta imagen dos mapas. Uno correspondiente al yacimiento que han estado explotando que es Cretácico Superior y a otro que tiene identificado que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano. En la tabla vemos las características correspondientes a cada una de ellas. Referentes al Cretácico, la presión inicial es de 322, la actual es 285, la cual se encuentra aún por arriba de la presión de saturación. Como les comenté, es un aceite ligero de 37 grados API y el mecanismo de desplazamiento que se tiene identificado es de expansión roca-fluido y empuje hidráulico. La profundidad promedio de este yacimiento es de 4,600 metros verticales con nueve pozos fluyentes. En cuanto al otro yacimiento, el JSK, se tiene una presión inicial de 999 kg/cm². Se tiene identificado un aceite volátil de 45 grados API y una profundidad promedio de 5,662 metros verticales. Se tiene un pozo exploratorio que está taponado; que tiene un taponamiento temporal que es el Homol-101. La siguiente por favor.

En esta lámina estamos viendo la historia de producción de este campo y lo dividimos en tres etapas principales. La primera fue la que dio origen al descubrimiento con la perforación del Homol-101 en el año 2007. A partir de ahí se perforaron dos pozos más hasta el 2010. Luego vino una campaña de perforación, donde se perforaron aproximadamente seis pozos, siete pozos, en donde se ve un incremento considerable en la producción y se alcanza el pico de producción en el año 2014 de aproximadamente 60,000 barriles de petróleo. Posteriormente se observa una declinación a partir del año 2015 tanto para el aceite como para el gas. Se perforan algunos otros pozos y se hacen reparaciones mayores, hasta el día de hoy donde al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mes de septiembre se tiene una producción promedio de aceite de 39,000 barriles y 44 millones de pies cúbicos diarios.

Es importante tener en mente estas gráficas porque, como veremos en las alternativas presentadas, estamos hablando ya de la parte final del proyecto y eso nos va a dar una referencia de cómo ha sido la producción y que es lo que están proyectando para el futuro. En cuanto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos con relación a la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, podemos ver en primer lugar, como lo comenté derivado del éxito de los pozos que se perforaron y de la información que adquirieron, fue posible actualizar los modelos, el modelo estático e identificar un incremento en el volumen original de aceite. Y además hubo una evolución también en las reservas como lo estamos viendo en pantalla a partir del 2015 y hasta el 2019 derivado de la producción y de la extracción de hidrocarburos que se ha dado en el campo tanto para aceite como para gas. La siguiente por favor.

Derivado de estos éxitos en perforación y actualización de sus modelos, el operador se ve en la necesidad de modificar este plan y nos presenta tres alternativas para desarrollarlo. De las tres alternativas, la tercera que ven en sus pantallas está dirigida a seguir explotando el yacimiento Cretácico a través de perforaciones, reparaciones de pozos y analizó la posibilidad de instalar bombeo electrocentrífugo como sistema artificial de producción. Con esta alternativa analizaba o pretendía recuperar 38.2 millones de barriles y 118 miles de millones de pies cúbicos de gas con una inversión de 784 millones de dólares. Moviéndonos hacia la alternativa 2, ahí ya propone seguir explotando el Cretácico y explotar también el Jurásico a través de dos perforaciones, reparaciones mayores y la construcción de estructuras marinas y de ductos. Sin embargo, en esta alternativa propone seguir utilizando el flujo natural de los pozos para seguir explotándolos. Aquí la producción que acumularía es de 117 millones, perdón, de 36.9 millones de barriles y 117,000 millones de pies cúbicos de gas. La inversión que está asociada a esta alternativa son de 660.9 millones de dólares.

Y por último la alternativa 1, la seleccionada. Incluye, es parecida a la alternativa 2, donde incluye la explotación del yacimiento Cretácico, del Jurásico a través de perforaciones y reparaciones y está incluyendo el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bombeo neumático como sistema artificial de producción. El objetivo de esta alternativa seleccionada es alcanzar la producción acumulada de 38.2 millones de barriles, 118.3 mil millones de pies cúbicos de gas con una inversión de 646.8 millones de dólares. Como estamos viendo, también se presentaron y están mostrados aquí los indicadores económicos correspondientes a estas tres alternativas y se observa que la alternativa 1 es la que representa unos mejores indicadores. Del lado derecho estamos viendo los perfiles de producción, los pronósticos de producción de estas tres alternativas y se ve que, bueno, a partir del 2019 que es cuando iniciaría esta modificación pues se ve una caída muy abrupta en la producción. Por eso les comentaba que habría que tener en consideración toda la historia de producción de este campo porque sí se ve bastante abrupta. La siguiente por favor.

Este es el pronóstico de producción para el aceite, para el petróleo. Estamos incluyendo el histórico desde el año 2014 como lo pueden ver aquí en la pantalla, el inicio del nuevo plan y la proyección a futuro y estamos también viendo la comparativa de ronda 0 que es esta línea azul. Como podemos ver y lo mencioné al inicio, los resultados de producción han sido mucho mejores de lo que habían pronosticado. De hecho, adelantaron perforación de pozos. Y el volumen que han acumulado en estos cinco años a partir del 2015 es mucho mayor a lo que tenían pronosticado en todo el plan de ronda 0. Esto para el tema del petróleo. La siguiente por favor.

En cuanto al gas es más o menos la misma historia. Hubo gran producción de aceite real comparado con ronda 0 y vemos el perfil, el pronóstico de producción para gas donde, bueno, aquí vemos un incremento grande y es porque en este periodo están planificados perforarse un pozo a Jurásico y hacer una reparación y, bueno, recuperar el pozo Homol-101 que está en Jurásico. Jurásico tiene una producción de gas mucho mayor al Cretácico, por eso se ve este incremento en la producción de gas. La siguiente por favor.

En cuanto a las actividades a realizar, como lo he comentado, tienen planeado hacer una perforación, construir dos ductos. Uno de ellos que va de una plataforma Homol-101 hasta Homol-A me parece, no recuerdo bien el nombre. Sí es Homol-A. Y además hacer un ducto de gas de BN como lo tienen seleccionado en su alternativa. Además, hacer una reparación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayor y hacer reparaciones menores que son limpiezas y estimulaciones. También va a haber taponamiento y abandono en este periodo que está marcado hasta la vigencia de la Asignación que es el año 2034. La siguiente por favor.

En cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, la siguiente. En la siguiente lámina vemos indicado en esta línea negra la capacidad de compresión que se tiene en el Centro de Procesamiento Pol-A, que es aproximadamente de 380 millones de pies cúbicos, que es suficiente respecto a lo que se tiene planificado producir de Homol y de otras Asignaciones que llegan al mismo centro de procesamiento. Por lo tanto, el cumplimiento en la meta, en el porcentaje de la meta de aprovechamiento de gas tiene un valor de 98% desde el año 2019 y hasta el final del plan que están mostrando. La siguiente.

En cuanto a los mecanismos de medición, aquí en esta lámina estamos viendo la plataforma Homol-101 que se va a construir junto con el oleoducto que va a llevar producción hasta la plataforma Homol-A. Ahí la mezcla es enviada a Chuc-A a través de un oleogasoducto de 24". Se separan los líquidos y el gas. Los líquidos son enviados a Chuc, posteriormente a Pol-A, donde hay una medición de referencia y es enviado hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas donde tenemos el punto de medición y de ahí posteriormente a Palomas. Con relación al gas separado en Chuc-A, es enviado a Pol-A, donde posteriormente es enviado a Atasta. Ahí se envían condensados y gas hasta Ciudad Pemex. El gas es enviado a Ciudad Pemex, al Centro de Procesamiento de Gas Ciudad Pemex y gas y condensado hasta Nuevo Pemex para posteriormente el condensado enviarlo a Cactus. La infraestructura que se va a construir, como lo mencioné, es esta plataforma, este ducto de transporte de hidrocarburos hasta Homol-A y el gasoducto de BN que está indicado aquí en amarillo hasta Homol-A para el sistema de bombeo neumático. La siguiente por favor.

En esta lámina estamos viendo el costo total del proyecto que incluye el Programa de Inversiones, que es la inversión y gasto operativo y otros egresos. Tenemos actividad de desarrollo, de producción y de abandono. En la actividad de desarrollo se tiene una construcción de instalaciones o un concepto de subactividad de construcción de instalaciones de 118.46



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

millones de dólares, lo cual incluye la construcción de la plataforma y de los dos ductos. En cuanto a la actividad de producción, vemos que la subactividad general tiene una inversión de 298 millones de dólares, lo cual está referida – permítanme un momento – a la administración, a la gestión de las actividades del proyecto, al costo operativo, a gastos generales, a compras interorganismos. Por eso se eleva tanto este número que estamos viendo aquí en pantalla. En general, el costo total está indicado aquí en esta gráfica de pastel, donde vemos que otros egresos se lleva la mayor parte de este Programa de Inversiones, dando un porcentaje de 37.49%. El total del Programa de las Inversiones es de 877.94 millones de dólares y el gasto total es de 1,404 millones de dólares, derivado de estos otros egresos que están indicados en pantalla. La siguiente por favor:

En esta lámina estamos viendo la evaluación económica que se hizo aquí al interior de la CNH, donde estamos mostrando las premisas y los valores considerados para esta evaluación y en la gráfica de abajo estamos viendo los resultados de esta evaluación. En cuanto al VPN antes de impuestos es de 1,295.39 millones de dólares. Este VPN después de los derechos es de 17.14 millones de dólares ya que está considerando los derechos de extracción, el derecho por la utilidad compartida e impuestos por la actividad de exploración y extracción de los hidrocarburos. Y el VPN después de derechos e impuestos es de -157.79 millones de dólares. La siguiente por favor.

El plan ingresado por el operador solicitando la modificación se revisó en cumplimiento de la normativa aplicable que es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición y el cumplimiento a las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. La siguiente.

Como resultado de esta evaluación que se hizo en la Dirección General de Dictámenes de Extracción, derivado del análisis presentado se emite este dictamen técnico favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo asociado a la Asignación A-0151-M Campo Homol, presentado por Pemex Exploración y Producción y mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Castro. ¿Alguna pregunta? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisieran poner la lámina 24. En el análisis que está presentando aquí de CNH dice antes de impuestos son 1,295 millones de dólares. Después de derechos -17 millones de dólares y después de derechos e impuestos -157. ¿Entonces estamos aprobando un plan que va a perder dinero?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Básicamente, Comisionado. El proyecto digamos es justo antes de impuesto. Como comentaba usted, es por 1,295 millones de dólares. El plan, justo, la realidad que enfrenta actualmente Pemex implicaría la segunda columna, los resultados de la segunda columna que es después de derechos. Después de derechos e impuestos es lo que hemos comentado en sesiones anteriores que implica básicamente el ISR que sabemos que actualmente no se paga.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto, entonces la segunda columna.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Justo. La segunda columna sería el resultado de evaluación económica que nosotros obtendríamos justo después de derechos. El punto, el proyecto, la particularidad que tiene el proyecto en este caso es –como comentaba el maestro Castro– el monto de otros egresos que es tan elevado. Porque cuando realizamos la evaluación económica sin considerar ese monto, que de todas maneras es un supuesto también que no es real, el proyecto después de impuestos viene estando positivo. Aquí creería que valdría la pena reiterar que este monto de otros egresos se paga justo por el uso de la infraestructura en todas las Asignaciones, la infraestructura que ocupa el manejo de la producción de Homol que también, como se mencionó anteriormente, va a diversas instalaciones. Particularmente el punto es hacia el centro de Pol. Es básicamente, el Centro de Procesamiento de Pol es básicamente el que genera este monto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, la lógica es me voy a tomar dinero de una bolsa para ponérmelo en otro y al hacer eso este me va a dar negativo, pero este me va a dar más positivo.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Y en ese sentido, no es el primer proyecto que sometemos a su aprobación en estos términos. Es un poco esta situación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Hay una lámina donde viene el desglose de los costos. No sé si está...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Antes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está un poquito antes. Esa, miren. Llama la atención y esto es para de alguna forma coadyuvar a la respuesta con el doctor Moreira. La construcción de instalaciones son 118 millones de dólares, pero el desmantelamiento de las instalaciones son 122 millones de dólares. Entonces como que uno piensa que esto no está lógico, pero hay que recordar que este proyecto ya viene caminando. Entonces realmente los proyectos se analizan desde el inicio y lo que nosotros hacemos aquí en la CNH es hacer un corte desde el momento actual para adelante.

Por ejemplo, en el caso anterior tenemos valores negativos porque es el abandono, pero el proyecto no fue negativo. O sea, si hubiéramos considerado desde la primera producción hasta la fecha pues salen positivos. Entonces aquí lo que se puede observar es que todavía van a seguir construyendo instalaciones por 118 millones de dólares, pero cuando terminen el proyecto tienen que desmantelar estas que estaban construyendo más las otras, las que ya estaban. Entonces creo que la respuesta simple es, "sí, es negativo porque no estamos considerando el proyecto total, estamos considerando solamente el proyecto de aquí en adelante". O sea, en otras palabras, la cola de toda la producción. La mayor parte de la producción, tenemos una gráfica de producción por allá atrás,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en donde se ve que la alta producción pues ya se fue. ¿No? Es la lámina 5. Ya la parte pues de gran aportación de este yacimiento pues ya se terminó. Ya estamos en la bajada. Entonces no estamos aprobando un proyecto con valores presentes netos negativos, estamos aprobando con valores presentes negativos lo que le falta para que termine el proyecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente de acuerdo.
Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero quizá yo sé que no está en la ley, pero es algo que deberíamos considerar a futuro. Si esto fuera un Contrato, durante la época primera hubiera habido la construcción de un fondo para abandono. Entonces en realidad aquí habría que considerar el equivalente de un fondo para abandono, que es el que va a pagar el desmantelamiento, no la última fase del proyecto. Entonces ese numerito que está ahí de abandono de 120 millones decía pues como que habría que quitarlo porque ese número realmente habría que cargarlo a la primera fase del proyecto que no se hizo, a un fondo de abandono que no existió, pero que en la lógica debe de haber, debemos verlo de esa manera que debería haber un fondo que tomara esos 120 millones que seguramente se invirtieron ahí o en otra cosa, pero el proyecto *per se* no debe tener esos 122 millones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Verdad? OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo tengo. Yo tengo una duda. Si nos vamos a la lámina creo que es 13, esa. Aquí están manejando para el 2026, 12 taponamientos que yo creo —o sea, no sé— son de los 12 pozos que están en el Cretácico. Son de los 12 pozos que están en el Cretácico.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque después de eso hay reparaciones menores, que yo creo que son de los dos pozos que van a quedar en el Jurásico. ¿Así es correcto? ¿Así?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y cuándo van a taponar los dos pozos del Jurásico?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- OK. Aquí estoy mostrando en el tiempo hasta la vigencia de la Asignación. Esos otros pozos se van a taponar posteriores a esta vigencia. Para ser precisos, en la lámina 14 está digamos el complemento de esta información y se estarían taponando en el año 2038.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. ¡Órale! Esa sí no la vi.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Que ese concuerda con el perfil de producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si nos podemos ir rápido a la lámina 4.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no. O sea, lo que pasa es que yo veía esa lámina y digo, "me falta algo". ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Está incompleto la actividad.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Sí. Simplemente las actividades de abandono son aquellas obligaciones que siempre subsisten a la vigencia de las Asignaciones o Contratos, que sería este caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En este caso, perfecto. OK, gracias por la aclaración. Perdón, maestro Castellanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No, no, era también si nos podemos ir a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la lámina 10. Ahí también se puede observar que el pronóstico de producción llega hasta el 2037 con estos dos pozos de –¿cómo se llama?– del Jurásico. También aquí es importante resaltar que existe, como la forma que lo presentó el operador con las premisas que evalúa él, sale positivo y es porque ellos utilizan una tasa de 7.5% en vez del 10%, utilizan también un diferente perfil de precios y no consideran también el descuento de lo que sería el ISR. Entonces tenemos los dos análisis que yo creo que resulta interesante revisarlos, pero lo que nos presentó y cómo nos lo presentó fue de esta manera. ¿No? Entonces es por lo que le inquieta al Comisionado Moreira que pudiera ser negativo. Ahí lo que tenemos que establecer es yo creo las premisas con las que lo vamos a evaluar y definir si van a ser las del operador o las nuestras, porque de alguna u otra manera nos causa esta situación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más la última es el pozo 101 que fue al Jurásico sí fue productor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Tiene pruebas de producción, fueron de aproximadamente 1,300 barriles. Sí, sí tiene datos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es trampa estratigráfica.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Sí, a ver.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, digo, es que al ver...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo podemos ver en la lámina 4.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- En la 4, sí. No, no es esta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- ¿No es esa?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- En la 4.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ahí está.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Eso es, o sea, ¿qué? ¿Es una trampa?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Esto es un anticlinal alargado, es estructural y está limitado por fallas.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, es una trampa estructural.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Es estructural? ¡Órale! Entonces es un yacimiento pequeñito. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Está muy pequeñito.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, y sí es, o sea, tienen registro y todo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Sí, tomaron información. De hecho, también hay una lámina. Creo que es en la lámina 36. Sí tiene ahí una sección donde está posicionado el Homol-101 y el 103 que es el que tiene pronosticado perforar y sí es un yacimiento pequeño.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es muy pequeñito.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Sí. Tienen registros que tomaron en el 101 y además tienen un programa de toma de información también en el que van a perforar, en el 103.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, bueno, gracias.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- También, ya para culminar eso, lo podemos ver en el pronóstico de producción en la lámina 11. Lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comenta doctora es muy notorio que el yacimiento sí es más pequeño.
¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, es muy pequeño.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Porque entrarían más o menos la reparación y la terminación alrededor del 2023-2024 y no alcanza los niveles de producción de lo que sería el Cretácico. Eso nos indica que es una formación más modesta, pero que sí tiene producción comercial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿sí es comercial? O sea, ¿sí es viable económicamente ese pequeñito?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Eso es lo que les extiende en parte también con lo que queda remanente de producción del Cretácico hasta lo que sería el 2038. Es lo que comentaba de que se veían dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, es que a mí me queda claro que el Cretácico pues tiene produciendo todo lo que nos explicaron, todo. Pero en este caso se debió de haber hecho la comercialidad del Jurásico, el cual no tiene comercialidad. O sea, digamos no nos han demostrado la comercialidad. En realidad, se perforó un pozo y la verdad es de que yo no sé si hay comercialidad, o sea, si cuesta más producirlo que el tamaño del yacimiento es viable económicamente. Desde mi punto de vista, no sé.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Lo que podemos poner ahí también y podemos abonar es que ya ese yacimiento ponerlo a producir solamente les costaría la reparación y el pozo nuevo porque toda la infraestructura ya está construida. Entonces está utilizando toda la infraestructura que ya se construyó para lo que sería el Cretácico. Entonces eso le quita muchos costos para lo que sería su extracción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, muchas gracias. Secretaria, nos podría leer la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.002/19

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-0151-M-Campo Homol.

ACUERDO CNH.E.64.004/19

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, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra 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-0151-M-Campo Homol.

II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Programa de Trabajo 2019 y del Presupuesto asociado al mismo, relacionados con el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero David Alberto Paredes Gaspar, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Paredes.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Muy buenas tardes Comisionada, señores Comisionados y presentes. En esta tarde les voy a presentar el tema relativo a la solicitud de aprobación a la modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto 2019 referente al Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017. La que sigue por favor.

En esta lámina vamos a mostrar un poco de los antecedentes que se tienen del Contrato. Viene de una migración, migración al Contrato de Extracción sin socio. Se firma entre la CNH y PEP. Tiene una vigencia de 22 años a partir de la fecha efectiva. La fecha efectiva es el 2 de mayo de 2017, el esquema fiscal es de producción compartida. Opera bajo el amparo de un Plan de Desarrollo, cuya resolución es la CNH.E.15.001/18 del 8 de marzo de 2018. El Primer Programa de Trabajo y Presupuesto aprobados se dio con las resoluciones CNH.E.73.001/18 y CNH.E.73.002/18 del 20 de diciembre de 2018. Por último, se presenta para la aprobación de modificación, se presenta para la aprobación esta propuesta de modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto de 2019. La que sigue por favor.

Esta es la relación cronológica del proceso. Tenemos que PEP envía a la CNH mediante el oficio descrito el 17 de septiembre de este año la presentación de la modificación correspondiente y mediante oficio la CNH contesta a PEP la prevención de información. El 30 de septiembre de este año PEP solicitó una prórroga para atender las prevenciones y el 9 de octubre de este año PEP atiende la prevención. Cabe destacar que el 24 de septiembre nosotros pedimos una ampliación para prevenir. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las generalidades del Contrato las vamos a comentar a continuación. Tiene una superficie de 63.37 km². Se encuentra en el estado de Campeche en el municipio de Ciudad del Carmen. La vigencia es de 22 años. Se muestra las fechas de descubrimiento y de inicio de explotación de los Campos Ek y Balam del yacimiento Jurásico Superior Oxfordiano y la brecha del Cretácico Superior, como podemos ver. Es un Contrato de Extracción bajo la modalidad de producción compartida. El socio es Pemex Exploración y Producción, el operador, perdón. Las formaciones son Ek en el yacimiento JSO, las arenas, y en el Cretácico Superior la brecha. En el Campo Balam también tenemos las formaciones de edad Jurásico Superior Oxfordiano, arenas, y el Cretácico Superior, brecha también. En los yacimientos y/o campos son Paleoceno Superior y la brecha del Cretácico Superior y el Jurásico Superior Oxfordiano. Las colindancias al Norte con el área contractual CNH-R03-L01-G-CS-04/2018 y al Sur con CNH-R02-L01-A15.CS/2017. La que sigue por favor.

-PEP requiere adicionar y sustituir actividades en el Programa de Trabajo 2019 aprobado. Esto nos lleva a un incremento y reorientación de los recursos financieros aprobados en el presupuesto vigente, específicamente a actividades petroleras, subactividades y tareas. El objetivo de esta modificación es suministrar los recursos necesarios para la ejecución de las actividades petroleras y actualizar las tareas y subtarefas necesarias para la continuidad operativa. La que sigue por favor.

El presupuesto vigente es de 1,185 millones de dólares y el volumen a recuperar es la Np de 18.796 millones de barriles y 4.29-miles de millones de pies cúbicos de gas. Estas son las actividades del programa vigente. Tenemos que tenían en total de 13 perforaciones, 13 terminaciones, 6 reparaciones mayores 9 ductos, 14 obras. La que sigue por favor.

El presupuesto vigente y el presupuesto modificado de 925 millones de dólares tenemos una disminución de 259 millones de dólares, lo que equivale a un 21% y el volumen a recuperar de aceite acumulado es de 16.615 y de 3.784 miles de millones de pies cúbico de gas, lo que representa una disminución del 11% en cada rubro. En esta propuesta de modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto tenemos que se aprobó una perforación, se propone una perforación más con un total de 14, la terminación de pozos cambia de 13 a 11, las reparaciones mayores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de 6 a 4. Se modifica la construcción y tendido de ductos debido a problemas en la contratación y las obras 26. La que sigue por favor.

En esta lámina mostramos de manera resumida las subactividades petroleras que se reclasifican o que se actualizan de acuerdo a lo que ya se ha comentado que se necesitan. Se necesitaban actualizaciones de los trabajos de perforación, de los equipos de perforación y del tendido de ductos. En la columna de motivo de modificación podemos ver de manera resumida el motivo por el cual las subactividades petroleras y las tareas se reclasifican, adicionan o reprograman. La que sigue por favor.

Podemos ver aquí el pronóstico de producción propuesto. Del lado izquierdo, el volumen de aceite a recuperar en 2019. La Np real a junio de 2019 es de 7.57 millones barriles. La Np del pronóstico de producción es de 9.045, es lo que resta por recuperar, y la Np pronosticada modificada es de 16.615 millones de barriles. Podemos ver la gráfica del comportamiento de los valores antes mencionados. Y del lado derecho tenemos el volumen de gas a recuperar en 2019. Una Gp real a junio de este año de 1.68 millones de pies cúbicos, miles de millones. La pronosticada de julio a diciembre de 2.104 y lo que vendría siendo la Gp total a diciembre de 2019 de 3.784 miles de millones de pies cúbicos. La que sigue por favor.

En esta lámina les mostramos el presupuesto de desarrollo de 2019, el que está propuesto en la modificación. En un rubro de evaluación de 0.5 millones de dólares, perforación de pozos 320.7, la construcción de instalaciones 303.3, los ductos 0.9, general 80, ingeniería de yacimientos 0.05, intervención de pozos 138.1, la operación de instalaciones de producción 31.2, seguridad, salud y medio ambiente 15 y otras ingenierías 26, lo que nos da un total de 915.8 millones de dólares. La que sigue por favor.

Algunos aspectos importantes que queremos comentar para esta modificación es que la medición de hidrocarburos, la comercialización y el aprovechamiento de gas se mantiene conforme a los términos aprobados en el Plan de Desarrollo mediante la resolución CNH.E.15.001/18 de la fecha 8 de marzo de 2019. La que sigue por favor.

Es importante comentar que el presupuesto 2019 ahora propuesto actualiza el supuesto de modificación del plan, cumple con el artículo 62,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción III de los lineamientos, se realizó el análisis correspondiente y se determinó que la variación en el Programa de Inversiones es del -1%, lo que no afecta la inversión del Plan de Desarrollo. Por tal motivo, no es necesaria la actualización o modificación del Plan de Desarrollo. Adicionalmente, el operador presenta un monto por 9 millones por conceptos señalados no catalogados, de conformidad con el catálogo de Hacienda.

En cuanto a las conclusiones del presupuesto, cumple con los requisitos establecidos en las cláusulas 10.1 y 10.2 y 10.3 del Contrato. Es congruente con el Plan de Desarrollo y con el Programa de Trabajo de periodo del Plan de Desarrollo. Es razonable puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades descritas en el Programa de Trabajo. Es consistente con los requisitos del Contrato y se enmarca en las mejores prácticas de la industria. La que sigue por favor.

En cuanto a la opinión técnica, cumple con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en cuanto a las fracciones I, III, VI y VII, conforme a lo siguiente. Derivado de las actividades de perforación podemos identificar intervalos productores cumpliendo con la reposición de las reservas de hidrocarburos. Y esta información adquirida de las actividades de perforación, con esta información podemos actualizar los modelos estático y dinámico de las formaciones, cumpliendo con acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petróleo del país. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. La ejecución de todas las actividades propuestas en la modificación al Programa de Trabajo permiten cumplir con esta fracción. Y el Programa de Aprovechamiento de Gas no sufre modificación alguna. La que sigue por favor.

En cuanto al cumplimiento de la normatividad aplicable, se cumple con las cláusulas del Contrato 6.1, 8.4, 10.2, 10.3, 17.1 y 17.3. El cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el artículo 39. El cumplimiento de los Lineamientos de Planes, artículo 11, fracción III; artículo 31, artículo 33, fracción I, artículo 34, 35, 37 y 38. Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, artículo 42 y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, artículo 5 y 14, fracciones II y III. La que sigue por favor.

Derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto del ejercicio 2019 asociado al Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe alguna modificación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Paredes. ¿Algún comentario? ¿No? Yo tengo más bien, más que comentario, es duda. La parte, o sea, la diferencia viene a la baja algunos puntos. Pero de manera ya global, o sea, ¿después se recupera? Porque hay actividades que ya no se van a hacer en este año. ¿Pero las van a hacer después?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Sí. ¿Las actividades de perforación?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, lo de los ductos por ejemplo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Ah, lo de los ductos está reprogramado para iniciarse en 2020.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, se están reprogramando para el 2020, OK. Igual las actividades que están en menor grado haciéndose es porque después las van a realizar.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Sí, las van a realizar después.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digamos no afecta a nivel del Plan de Desarrollo en general.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- No, solamente es una reprogramación de las actividades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, están posponiendo algunas actividades.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Están posponiendo algunas actividades. El hecho de, por ejemplo, tienen nueve perforaciones de desarrollo. De esas nueve perforaciones, dos terminaciones se van a llevar a cabo en 2020. Entonces la producción asociada a esas terminaciones es la que puede impactar en el decremento de la producción que tenemos, que se nota. El decremento de la producción que vemos en cuanto al plan vigente y el plan propuesto modificado.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Programa de Trabajo 2019, relacionado con el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

ACUERDO CNH.E.64.005/19

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 la Cláusula 8.4 del Contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2019, relacionado con el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el citado Contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.64.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2019, presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

ACUERDO CNH.E.64.006/19

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 de la Cláusula 10.3 del Contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2019, presentado por Pemex Exploración y Producción para el citado Contrato.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. del contrato CNH-M4-Ébano/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, buenas noches ya.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya ni nos digas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Vamos a darle a algunos detalles de justamente el Plan de Exploración de Ébano, de esta área contractual que deriva de una migración justamente. Por eso es que el Contrato está con esa nomenclatura M4 porque viene de una migración. Entonces el fundamento legal que utilizamos para darle sustento a este proceso pues es el que ustedes ya conocen y que está en esta diapositiva que es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio Reglamento Interno de la Comisión, - los lineamientos. En este caso estamos ocupando los lineamientos anteriores porque en su momento el contratista lo decidió así, estaba la posibilidad. Y las cláusulas del Contrato que hacen referencia justamente a la presentación del Plan de Exploración y los programas asociados con este mismo plan.

En el mapa que ustedes ven aquí en la derecha vemos el área contractual que es este polígono que está encerrado en rojo. Estamos en el área del norte de Veracruz. Vemos que hay colindancias con otras dos Asignaciones de Petróleos Mexicanos que son de extracción justamente. Entonces estas colindancias están hacia la parte occidental. Hacia la parte oriental ya no, perdón, las colindancias son hacia la parte oriental, hacia la parte occidental ya no hay actividad ni de Contratos ni de Asignaciones. En la que sigue entonces vemos un poco de los antecedentes que tiene esta área.

Los antecedentes de esta área son pues yo creo que de los más vastos que hay en México. Se localiza justamente esta área en la convergencia de tres estados: Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas. Nos encontramos en la parte de la Cuenca de Tampico-Misantla. Y bueno, hablando de los antecedentes exploratorios porque los antecedentes de desarrollo o de producción pues datan de hace más de 100 años en esta área. Entonces aquí vamos a concentrarnos en la parte exploratoria. Entonces, como les decía, en 2007 esta compañía DS Servicios Petroleros está como contratista



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Pemex. Después sigue como contratista de Pemex, pero en otra categoría, en los CIEP, en esos Contratos que estaban vigentes por aquella época en 2012. Y después en 2014 con la ronda 0 se le otorga a Petróleos Mexicanos esta Asignación y ahí es donde viene el supuesto de excepcionalidad que otorgó la Ley de Hidrocarburos para estos Contratos. Entonces migra esta Asignación a un Contrato y entonces se firma el Contrato el 3 de agosto del 2018 para darle vida a esta área contractual.

En el área hay poco más de 1,100 pozos perforados, entonces es un área ya conocida y reconocida a ciertos niveles por supuesto, no completa. Hay información sísmica 2D nada más y ustedes pueden ver aquí en el mapa de la derecha hay muchos pozos que están operando. Muchos de ellos están cerrados ya y muchos de ellos están taponados. Entonces se distinguen muy bien las áreas en donde se ha llevado a cabo la actividad y cómo está la línea sísmica que son estas líneas azules que cubren pues una buena parte del área. No obstante, es información antigua y solamente 2D. La superficie del Contrato es de aproximadamente 1,570 km² y estamos en una zona muy baja de 12 a 50 metros sobre el nivel del mar en la plataforma costera.

Ahora bien, respecto de las actividades que van a realizar, el alcance de estas actividades. Vemos que van desde la parte de evaluación del potencial porque van a unas zonas en donde no ha sido probado el play que ellos están viendo como prospectivo en esta área y podrían llegar hasta la fase de incorporación de reservas en caso de éxito del pozo que se está proponiendo. Entonces por eso es que el objetivo del plan es buscar incorporar reservas de hidrocarburos en los plays Cretácico Medio y Cretácico Inferior, justamente que hacen referencia a las formaciones Tamaulipas tanto superior como inferior. El Contrato marca un Programa Mínimo de Trabajo de 4,379 unidades de trabajo y la propuesta que vamos a ver en el plan, más adelante en el desglose, se supera, son 6,189 unidades de trabajo las que están inscritas en las actividades o que sustentan las actividades de este plan. Entonces lo superan.

Ahora bien, respecto a las actividades que se van a realizar, tenemos adquisición y procesamiento sísmico como una de las actividades exploratorias que se van a realizar. Tenemos también un conjunto de estudios exploratorios que se van a estar llevando a cabo y la perforación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de pozos con este prospecto denominado Tavín. Es importante decir que aquí sí habrá adquisición sísmica de campo. En este Contrato sí hay un área seleccionada para llevar a cabo adquisición sísmica por lo que les decía la información que se tiene es antigua limitada. Entonces sí el operador está planteando esta posibilidad, bueno, no esta posibilidad, está planteando esta actividad. Después hará la correspondiente migración de los datos y un proceso digamos adicional que es una migración azimutal porque en este caso de la sísmica que van a tomar es una sísmica de alta densidad, no es una sísmica convencional digamos. Entonces les da para hacer este tipo de procesos:

Después harán el acondicionamiento de los datos, la actualización del prospecto exploratorio que están visualizando y en tiempo entonces vienen desarrollando el VCD del pozo, la preparación para la perforación tanto caminos, gestoría y demás, la perforación del mismo y toda la información posterior que se deriva de la perforación del pozo. Una vez que se realizó la perforación, se hará la caracterización inicial del yacimiento que es básicamente el modelo estático y luego la evaluación de los recursos prospectivos y en su caso pues la documentación del descubrimiento. Eso es lo que cubre el Plan de Exploración que, como ven ustedes, está acotado a octubre de 2020. A pesar de que este Contrato tiene una temporalidad mayor, el contratista decidió dejar hasta esta fecha las tareas con la consecuencia que ellos saben que si quieren seguir realizando actividades después de esta fecha tendrán que pasar por una modificación del Plan de Exploración. Ellos lo decidieron así.

Ahora bien, de estas actividades que les comentaba, vemos justamente este es el polígono donde adquirirán información sísmica. Son 100 km² aproximadamente en donde van a llevar a cabo la adquisición de esta sísmica. Después harán la secuencia en tiempo de la migración, una interpolación multidimensional por lo que les decía que tenemos una gran cantidad de datos, el acondicionamiento de los mismos, la caracterización inicial y la perforación del pozo Tavín-1 que pues evidentemente está dentro del área que están tomando de la sísmica nueva.

En esta diapositiva ustedes ven unos detalles de este prospecto justamente. Nos referimos al prospecto Tavín. Les decía hace un momento las áreas drenadas digamos en esta zona son áreas del Cretácico Superior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces estamos viendo todos estos niveles de la corteza que están acá arriba son los que están justamente todos los yacimientos conocidos del área de Ébano. El prospecto va justamente a una zona más profunda que no ha sido probada ni producida en esta área, entonces lo cual es muy relevante porque es un área que tiene más de 100 años de producción. No obstante, a este nivel de plays no ha sido producida. Van a probar entonces ese concepto y esperemos que tengan éxito para que entonces se abra toda una nueva oportunidad aquí. Ustedes ven la probabilidad de éxito geológico pues es relativamente baja justamente porque no hay mucha información a ese nivel. Se espera por la correlación de los aceites que se tienen en el área que sea aceite pesado y un rango de recursos a incorporar de cerca de 40 millones de barriles. El pozo es un pozo pues relativamente somero, a pesar de que es un play más profundo, es un pozo bastante somero: 1,152 metros. Entonces será una actividad que desarrollen con relativa rapidez. Si me lo permiten, ahora la maestra Bertha Frías nos va a dar unos detalles adicionales acerca del Programa de Inversiones de este Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestra.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados. Acorde a las actividades descritas por el maestro Hernández, en pantalla están viendo ustedes la distribución de las actividades y sus montos asociados de inversión. El total para este Programa de Inversiones está propuesto de 9.2 millones. La distribución es como la ven ustedes en el gráfico de la derecha. Al ser esto un Contrato de Producción Compartida, nosotros les podemos comentar que hicimos nuestro análisis de rango de referencia a nivel de subactividad. Todas las subactividades nos entraron dentro del rango propuesto. Y bueno, de nuestra parte sería todo, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- A mí me gustaría hacer un comentario adicional que justamente estuvimos revisando con el área de prospectiva y evaluación económica. Nos llamaba la atención porque quizás esto suene un poco inconsistente con respecto a lo que hemos visto en otros planes. A pesar de que hay perforación de pozos, la perforación de pozos no es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ahora la que lleva el mayor porcentaje de inversión, sino es la geofísica. Entonces aquí se conjuntan dos cosas, un pozo muy somero, por lo tanto, no requiere tanta inversión y una adquisición sísmica relativamente cara porque es una sísmica de alta densidad. Entonces se conjunta y por eso es que la proporción que ustedes ven en pantalla no es la típica que vemos cuando hay un pozo exploratorio. Si seguimos ahora sí.

Para el Programa Mínimo de Trabajo tenemos lo que les decía hace un rato: 6,189 unidades de trabajo propuestas, sustentadas por todas las actividades que se van a realizar. El Contrato marca 4,379 unidades, por lo que hay un cubrimiento de las mismas. Pues la mayor cantidad de las unidades de trabajo están asociadas con la adquisición sísmica y la perforación del pozo. El resto es información que se va recogiendo, pero lo principal está cargado a esas dos actividades.

Respecto de los programas asociados, como ustedes saben siempre que se presenta un Plan de Exploración hay programas asociados que se presentan con el mismo. El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional se presentó y confirmamos con la Secretaría de Economía hay una opinión favorable para el Programa de Contenido Nacional que presentó el operador. Asimismo, para el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología también la Secretaría de Economía nos dio su opinión favorable. Respecto del Sistema de Administración que verifica la ASEA, pues nosotros le comunicamos oficialmente para saber cuál es el estado que guarda su trámite ahí con la ASEA.

Ahora bien, también asociado con el Plan de Exploración, sabemos que en esta ocasión se debe de presentar el Primer Programa de Trabajo. Entonces con este Primer Programa de Trabajo cubrimos el primer año contractual, que es lo que quedó de 2018 después de la firma del Contrato que, como habíamos visto, fue agosto y todo 2019. El contratista no ha llevado a cabo ninguna actividad exploratoria en todo este periodo. La llevará a cabo hasta ahora que se apruebe el plan. Por eso es que todo aparece en blanco hasta este trimestre. Entonces todas las actividades de este Primer Programa de Trabajo por eso es que están así. Es consistente digamos con lo que se está visualizando en el plan dado que no hubo actividades previas, entonces es totalmente consistente lo que presentan en el programa con lo que presentan en el Plan de Exploración. Es exactamente lo mismo,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

digamos. Y si me lo permiten de nuevo, aquí la maestra Frías nos puede dar detalles adicionales de este primer presupuesto.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Muchas gracias. En concordancia con lo expuesto a nivel del Plan de Exploración, el primer año de actividades que estaríamos considerando que es el 2019, considera un monto global de 1.72 millones de dólares como monto de inversión global. De la misma manera, a la derecha ven la distribución porcentual de este. Ahí también queríamos hacer énfasis tal cual comentamos anteriormente. La perforación del pozo se llevará a cabo hasta el 2020, es por eso que la inversión en este caso es mínima para este primer año. En concordancia con lo que habíamos comentado anteriormente, es un Contrato de Producción Compartida. También para el caso del primer presupuesto se realiza el análisis de rangos de referencia de mercado y todas las subactividades nos entraron dentro de rango, de tal manera que la propuesta se somete a su consideración y sería todo por nuestra parte. Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Adelante por favor. Entonces tenemos unas conclusiones ya de este Plan de Exploración. Podemos seguir a la que sigue. La ejecución de estas actividades evidentemente van a dar un mejor conocimiento del subsuelo, sobre todo a nivel de los plays que no han sido todavía probados. La posibilidad de incorporación de recursos del orden de 42 millones de barriles pues es importante. Se contempla que las actividades que están sustentadas por las técnicas y las metodologías que están utilizando pues cumplen con las mejores prácticas. Estamos viendo que están siguiendo un proceso bastante eficiente y bueno. Y la ejecución del plan, como ya veíamos, cubre las unidades de trabajo por Contrato además es superior en 39% de lo que establece el mismo. Esta inversión o mejor dicho esas actividades están sustentadas con una inversión de poco más de 9 millones de dólares, por lo que entonces en la que sigue nosotros vamos a ver la propuesta del dictamen técnico.

Observamos que el Plan de Exploración es técnicamente factible toda vez que, además de cumplir con las actividades que se tienen que llevar a cabo para el Plan, también cubre la normatividad aplicable, por lo que la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

propuesta de la Dirección General de Dictámenes es a este Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociados con este Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 del operador DS Servicios Petroleros.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. De acuerdo con el desarrollo histórico del petróleo en México, el primer campo, los primeros campos que se descubren es Ébano y Pánuco en 1901. Para 1907 se descubrió Faja de Oro y en 1921 La Presa. Estos tres campos llegaron a producir en el año 1921 530,000 barriles por día. Entonces bueno, pues ojalá y realmente tengan éxito en la parte de abajo, porque la cantidad de pozos que se ha perforado ahí es bastante alta. Son 1,105 pozos, de los cuales todavía hay 178 en producción después de 100 años. Bueno, no todos se perforaron en aquel tiempo, pero todavía siguen produciendo. Hay 279 cerrados y 648 taponados. Bueno, este es el concepto general, aquí estamos hablando de la exploración. ¿No? Y ojalá, mi comentario es que tengan éxito, que puedan encontrar los hidrocarburos en la parte más baja de lo que ya se ha estado explotando y pues seguramente que ya deben haber definido que el sistema petrolero trabaja, que hay abajo una roca generadora y que posiblemente tengan un porcentaje interesante. ¿No? Es 20 y tantos porcientos éxito geológico. O sea, que tampoco es nada malo. ¿Verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Llega hasta 30% en uno de los objetivos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y realmente son pozos muy someros que rápidamente podrían tener producción. Y bueno, pues como se dijo al principio esto es una migración, es Petróleos Mexicanos con un particular. Ojalá y puedan rápidamente incorporar reservas y empezar a producir, porque además la otra ventaja es que la infraestructura de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción ya está arriba por el Campo Ébano. Bueno, bastante vieja, ¿verdad? Pero todavía está ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? ¿No? Secretaria, nos podría leer la propuesta, las propuestas de acuerdo por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba Plan de Exploración, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-M4-Ébano/2018.

ACUERDO CNH.E.64.007/19

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, 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A de C.V., para el contrato CNH-M4-Ébano/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan de Exploración, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. del contrato CNH-M4-Ébano/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.64.008/19

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, 10.2 y 15.2 del contrato CNH-M4-Ébano/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan de Exploración presentado por DS Servicios Petroleros, S.A de C.V., para el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.007/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo para el Plan de Exploración de DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. del contrato CNH-M4-Ébano/2018.

ACUERDO CNH.E.64.009/19

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-M4-ÉBANO/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A.de C.V., para el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.

II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018.

Respecto de los puntos II.7 y II.8 del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva manifestó que se trataban del mismo tema, por lo que propuso que su presentación se realizara de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Contrato.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Christian López Martínez, de la Dirección General de Dictámenes de Exploración

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero López, por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ.- Buenas noches a todos. Pues en esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ocasión traemos a su consideración la opinión técnica respecto de los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 asociados a los Planes de Exploración de los Contratos mencionados, para lo cual –la siguiente por favor– esta será la agenda. Como mencionábamos, los dos Programas de Trabajo y Presupuesto estarán en una sola presentación y nos vamos a permitir iniciar, regresa por favor, con el Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018, donde el operador es Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. y después procedemos al de CNH-R03-L01-G-CS-04/2018 de Shell Exploración y Extracción de México. Y finalmente pasaremos a presentar los resultados y la opinión técnica de la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

En esta lámina iniciamos con el fundamento legal para el Contrato de Misión, el cual se basa en la Ley de Hidrocarburos, artículo 31, fracción X. Perdón. Posteriormente, la Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética, artículo 39, numerales I, III, IV y VI. En el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en su artículo 33. En los lineamientos, en los artículos 27, 28, 29, 30, 31 y 32, así como el anexo 1. Y al Contrato en las cláusulas 10.1, 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2, así como en el anexo 1. La siguiente por favor.

Bueno, son algunas generalidades del área contractual CNH-M3-MISIÓN/2018. Este se encuentra ubicado en la cuenca de Burgos a 13 km al noreste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, que se encuentra por aquí. Tiene una superficie de 1,692.752 km² y bueno, es terrestre. Se encuentra en una elevación de entre 35 y 175 metros. Y bueno, referente al Plan de Exploración, este se aprobó el 4 de abril de 2019 y las principales actividades contempladas para el periodo 2020 están estudios geológicos y perforación de dos pozos. La siguiente por favor.

Entonces pasamos a lo que es el cronograma de actividades. Tenemos que realizarán subactividades de general, geología y perforación de pozos. Y bueno, en la tarea de general, en general van a realizar administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto. En geología van a realizar estudios estratigráficos y petrofísicos. En perforación, pues varias actividades relacionadas a la perforación de los dos pozos que ya les había mencionado como son la preparación de las áreas y/o vías de acceso, servicios de perforación de los pozos. La realización de pruebas de formación, suministros y materiales y la terminación de los pozos. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bueno, aquí se ve que las tareas aparentemente están como alternadas, pero en realidad en el mes de marzo se realizarán todas las actividades correspondientes al pozo Forcado-101 y en el mes de mayo todas las actividades relacionadas con el pozo Escudero-1.

En cuanto al presupuesto, en la categoría, en la subactividad de general, el presupuesto contemplado es de 371,570 dólares, en geología 74,000 dólares y en perforación de pozos 6,720,957 dólares, lo que nos da un total de 7,166,527 dólares. Y como veremos, pues el 94% de este presupuesto se va a lo que es perforación de pozos, 5% a la subactividad general y 1% a geología. Respecto del análisis que nosotros decimos de comparar lo que están presentando para 2020 con lo que está aprobado en el plan que ya está aprobado, nosotros vemos que, bueno, hay algunas variaciones en cuanto a presupuesto relativas a las actividades de geología. Ellos manifiestan que para 2020 van a tener una menor erogación de gastos. Esto porque en el año 2019 avanzaron un poco más rápido de lo que tenían pensado. Entonces presupuesto que tenían contemplado para 2020 ya lo están ejecutando en el año de 2019.

Y también referente a los pozos, a la perforación de pozos. Originalmente ellos tenían contemplado que el Forcado-101 lo iban a perforar en 2019. Sin embargo, tuvieron algunos retrasos derivado de algunos permisos que no pudieron obtener en tiempo, entonces están recorriendo el Forcado-101 a 2020. Y tenían contemplado perforar otros dos pozos en 2020, sin embargo, esos los van a llevar hasta 2021. Eso es más que nada por movimiento de equipos porque pues aquí en el área también como tienen actividades de extracción entonces tuvieron que hacer ahí un enroque con los equipos de perforación y entonces de 2021 traen el pozo Escudero-1 hacia 2020. Entonces, bueno, en el presupuesto 2020 hay una variación de -3.7%, lo que representa un -1.1% del Programa de Inversiones del plan, por lo que no requiere una modificación. La siguiente por favor.

Entonces pasamos a lo que sería el área contractual del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018 del operador Shell. Y el fundamento legal es prácticamente el mismo, Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno, los lineamientos y sí hay una cierta variación por que los Contratos son un poco diferentes. El anterior, el de Misión pues proviene de una migración



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Pemex con socio y este es derivado de una licitación. Entonces las cláusulas para este Contrato son la 10.1, 10.2, 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2 y también asimismo como el Contrato. La siguiente por favor.

Esta área contractual se ubica en la provincia geológica Plataforma de Yucatán a 97 km de Ciudad del Carmen, Campeche. Tiene una superficie de 797.995 km² y se encuentra en un tirante de agua de entre 35 y 60 metros. Y respecto al Plan de Exploración, este se aprobó el 19 de septiembre de 2019, o sea, muy reciente. Y las principales actividades contempladas para 2020 es adquisición sísmica, análisis geoquímicos, estudios estratigráficos, estudios geológicos regionales, petrofísica y la estimación de recursos prospectivos. La siguiente por favor.

En el cronograma de trabajo, tienen contemplada subactividades general, geofísica, geología y la ingeniería de yacimientos. Y las tareas asociadas a estos son administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, adquisición de sísmica, análisis geoquímico de muestras, estudios estratigráficos, análisis de hidrocarburos, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle, estudios petrofísicos y la estimación de recursos prospectivos en el área.

Referente al presupuesto que se tiene contemplado, en la subactividad de general tiene contemplado el presupuesto de 921,000 dólares en la categoría de geofísica, 7,329,000 dólares. En geología, 1,334,000 dólares. En ingeniería de yacimientos, 249,000 dólares. Y como vemos, el 75% de este presupuesto estará destinado a geofísica, el 14% a geología, 9% en general y 3% en ingeniería de yacimientos. Respecto de la congruencia con el plan que se aprobó, pues este plan se aprobó muy recientemente, entonces prácticamente no hay cambios en el Programa de Trabajo. Hay algunos cambios referentes al presupuesto, pero son mínimos. Sobre todo, ahí asociados a algunos gastos de administración y bueno, estas variaciones representan un 2% adicional, lo que representa ya para el plan aprobado es un 1%, entonces pues tampoco requiere una modificación. La siguiente.

Entonces llegamos a las conclusiones. Y bueno, el Programa de Trabajo y Presupuesto, los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 que se presentan son congruentes respecto de los Planes de Exploración aprobados. Sus actividades contribuyen con el cumplimiento del Programa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mínimo de Trabajo, los objetivos y los alcances definidos en los planes correspondientes. Y bueno, el presupuesto asociado a cada uno de los programas son razonables y cumplen con los requisitos establecidos en el Contrato puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades descritas en el Programa de Trabajo 2020 del periodo de exploración. Y, asimismo, las actividades a desarrollar en el Programa de Trabajo 2020 se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional, mientras que los montos establecidos para dichas actividades son adecuados en los términos de las referencias construidas con la mejor información posible.

Con lo anterior, llegamos a nuestra opinión técnica, en la cual establecemos que los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 referentes a los Contratos CNH-M3-MISIÓN/2018 y CNH-R03-L01-G-CS-04/2018 se advierten técnicamente adecuado toda vez que cumplen con las cláusulas del Contrato relativas a los Programas de Trabajo y Presupuesto, así como a lo establecido en los lineamientos. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2020 de ambos Contratos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy amable ingeniero López. Secretaria... ah, no, es cierto. Si hay algún comentario.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Adelante, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, perdón.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Adelante, adelante.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No? Por favor, ahora sí Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La propuesta sería leer los acuerdos relacionados con el plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Son cuatro acuerdos, dos para cada Contrato.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- ¿Son cuatro o seis? Ah, son Programas de Trabajo, sí, cuatro. Sería un acuerdo, los fundamentos para Programa de Trabajo los leería una vez y los fundamentos para el presupuesto una vez.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, y para cada Contrato.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Para los dos Contratos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Los dos Contratos, OK. ¿Y votaríamos?

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Dos veces, pero relacionado con los dos Contratos porque lo señalaría yo expresamente.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Pero en la segunda votación ya no se leería el fundamento.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.008/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.64.010/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-M3-Misión/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.009/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.

ACUERDO CNH.E.64.011/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-M3-Misión/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.64.010/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018.

ACUERDO CNH.E.64.012/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.011/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018.

ACUERDO CNH.E.64.013/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-04/2018, el Órgano



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:41 horas del día 23 de octubre de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Sexagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2019 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 Moreira Rodríguez
Comisionado


Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva