



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:40 horas del día 2 de octubre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0915/2018, de fecha 1 de octubre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A10.CS/2017.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-CS-01/2017.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-TM-01/2017.
- 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-0078-M-Campo Chac.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A10.CS/2017.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-CS-01/2017.**
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-TM-01/2017.**

Para el desahogo de los primeros tres puntos del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva propuso que los temas fueran presentados de manera conjunta por tratarse de casos similares y, al final, se sometería a votación el acuerdo de manera individual.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo, por lo que, con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor licenciado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Comisionada, gracias Secretaria Ejecutiva. Comisionados, muy buenas tardes. Los proyectos que vamos a presentar fueron desarrollados por la Dirección General de Contratos y consisten en la suscripción de tres convenios modificatorios para tres contratos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

distintos que se muestran en pantalla, todos ellos derivados de la segunda licitación, bueno, uno de ellos derivado de la segunda licitación de la Ronda 2 y los dos siguientes derivados de la tercera licitación de la misma Ronda 2.

Estos contratos, bueno, los datos generales de estos contratos igualmente se muestran en pantalla. El primero de ellos fue suscrito por el contratista Pandera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., que es un vehículo que fue creado por los licitantes ganadores que en este caso fueron Sun God Energía de México y Jaguar Exploración y Producción de hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. Tiene una modalidad de licencia, una vigencia de 3 años-

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 30.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- De 30 años, perdón. Y la fecha efectiva, es decir la fecha en que se suscribió el contrato, fue el 8 de diciembre de 2017.

Para los otros dos casos tenemos los mismos datos en cuanto a fecha efectiva, contratista, modalidad y vigencia. Es decir, 30 años, licencia, el contratista es Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. y la fecha efectiva igualmente es el 8 de diciembre de 2017. Aquí el licitante ganador es Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V., que a su vez constituyó un vehículo para el contratista que es el que se muestra en pantalla.

Como antecedentes, los tres contratistas, bueno, los dos contratistas acudieron a la Comisión Nacional de Hidrocarburos al 25 de junio para solicitar la modificación del contrato y esto con el fin de reflejar la cesión de su interés de participación, el 50% de su interés de participación en favor de Vista Oil and Gas Holding II, S.A. de C.V. Vale la pena mencionar un poco acerca de Vista Oil and Gas Holding II, S.A. de C.V. Esta es una compañía subsidiaria de una empresa llamada Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V. Es una compañía que se constituyó en 2017, es una compañía mexicana y a partir de ese año se volvió, bueno, adoptó la modalidad de sociedad anónima bursátil. Esto quiere decir que tiene la capacidad de cotizar en la Bolsa Mexicana de Valores, es una empresa pública.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esta empresa tiene participación en diversas empresas petroleras en el mundo, particularmente en Argentina, México, Brasil y Colombia y algunos de sus accionistas también tienen una amplia experiencia en el sector energético, así nos lo describieron. Y simplemente es un dato público por ser una empresa que cotiza en bolsa, tiene un capital contable superior a 481 millones de dólares. Entonces, como se ve en pantalla, la nueva participación, los nuevos intereses de participación en este contrato quedarían de la forma en que están exhibidos. Es decir, tanto Pantera como Jaguar quedarían con el 50% del interés de participación y Vista, que es la empresa que se estaría integrando, quedaría con el 50% restante.

Ahora, para llevar a cabo este movimiento, esta resolución, estas resoluciones, pues tenemos un marco contractual que básicamente son dos de las cláusulas de los respectivos contratos que se pretenden modificar. El primer caso es la cláusula 24.2 que toca el caso específico de cuando pasamos de un contratista individual a más de un contratista, es decir, cuando se cede menos del 100% del interés de participación y la cláusula 27 pues habla en concreto de las modificaciones al contrato. Simplemente se dice que cualquier modificación a cualquier contrato tiene que ser aprobada mediante acuerdo por escrito de la CNH, que es lo que estamos proponiendo en esta ocasión.

Ahora, para llevar a cabo esto tomamos diversas consideraciones y me parece relevante señalarlas. La primera consideración y más importante es que no se afectan las capacidades técnicas, de experiencia, ni financieras de los contratistas para continuar realizando actividades petroleras. Y esto es muy importante en virtud de que en primer lugar Pantera y Jaguar que son los contratistas originales continuarán siendo parte del contrato y el contrato pues no se modifica de forma sustancial. La segunda es que las cesiones de Pantera y Jaguar a favor de Vista no implican ni un cambio de control corporativo y de gestión, ni un cambio del control de las operaciones. Aquí tal vez valga la pena mencionar que, si bien hoy en día no existe como tal a la figura del operador en el contrato por tratarse de un contratista individual, sí es Jaguar y Pantera, sí son Jaguar y Pantera quienes materialmente llevan a cabo las operaciones. Y ahora que ya tenemos un contratista en consorcio, ya se constituye la figura del operador que la asume tanto jaguar como pantera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

según corresponda. Y en tercer lugar simplemente diríamos que Vista cumple con los requisitos de no operadores previstos en las bases de las licitaciones correspondientes para cada caso.

¿Cuáles son estos requisitos? Son los que se muestran en pantalla. Hicimos un análisis de estos cuatro temas. En primer lugar, la capacidad legal de Vista, es decir, que existiera básicamente como una persona moral constituida de conformidad con el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos; que no estuviera inhabilitado para contratar con la Comisión como se señala en el artículo 26 de la propia Ley de Hidrocarburos; la procedencia lícita de los recursos como siempre hicimos una consulta con la Unidad de Inteligencia Financiera; y que nos presentaran un Acuerdo de Operación Conjunta, lo cual presentaron ante esta Comisión.

Finalmente, una vez que llevamos a cabo este análisis y tomando en cuenta las consideraciones anteriores, quisiéramos proponer al Órgano de Gobierno que se apruebe la instrucción de la suscripción del Primer Convenio Modificadorio de los contratos, la notificación de las resoluciones respectivas a Pantera, Jaguar, así como a Vista y a las autoridades competentes y la inscripción de las resoluciones en el registro. Esto sería la propuesta y lo ponemos a su consideración Comisionados. Comisionada.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Si pueden regresar a la lámina que contiene las consideraciones que hicieron. Más adelante, más adelante, más adelante. Esa, ajá. Aquí, bueno, nos están presentando una serie de análisis que hicieron para determinar la presentación de esta solicitud que nos hace el contratista y, bueno, revisaron que el nuevo integrante del contrato, quien va a firmar el contrato, cumpliera con los requisitos que se establecían en bases, cosa que me parece adecuada. Hicieron ese análisis de la capacidad legal, el que no se encontrará inhabilitada, la procedencia lícita de los recursos y el Acuerdo de Operación Conjunta que también analizaron. Me parece adecuado lo que hicieron, sin embargo, yo les preguntaría si ese análisis lo tenemos ya previsto en nuestros Lineamientos de Cesión de Derechos Contractuales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Digamos no, la respuesta sería no. Estamos, digamos como un comentario, estamos revisando esos lineamientos y vamos a incluirlo expresamente. No lo tenemos previsto. Sin embargo, aquí como todos los requisitos del contrato ya están acreditados, todos los requisitos ya están acreditados por el contratista actual que es Pantera y Jaguar, simplemente lo único que tenemos que hacer para que podamos formalizar esta cesión es revisar que el nuevo contratista, bueno, que la nueva empresa participante cumpla con lo que tendría que haber cumplido en un primer momento. Es decir, si bien no lo tenemos previsto, sí hacemos ese análisis pues asemejando este momento a un primer momento y es por eso que hacemos pues el análisis de estos cuatro elementos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. Bueno, y me parece efectivamente que es el proceso correcto. Lo único es la recomendación de que preveamos esto en lineamientos porque ahorita cómo lo están planteando, digo, les vamos a dar un sí al solicitante. Pero un escenario en donde le dijéramos que no, quizás nuestra resolución le faltaría el sustento en algún lineamiento. Entonces lo que nos está comentando el Titular de la Unidad Jurídica me parece que es muy conveniente: preverlo en los lineamientos para efecto de que cuando resolvamos y resolvamos que no pues tengamos el sustento en un criterio previo a la cesión que nos ocupa.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de los acuerdos.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.53.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.53.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracciones II, letra h., XI y XIII y 21, fracción VI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L02-A10.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.53.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-CS-01/2017.

ACUERDO CNH.E.53.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracciones II, letra h., XI y XIII y 21, fracción VI del Reglamento Interno de la Comisión



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L03-CS-01/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.53.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-TM-01/2017.

ACUERDO CNH.E.53.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracciones II, letra h., XI y XIII y 21, fracción VI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L03-TM-01/2017.



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-0078-M-Campo Chac.

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

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. Comisionada, Comisionados, quisiera yo presentarles ahora el siguiente tema, la asignación 0078-M-Campo Chac que pertenece al activo Cantarell de la provincia petrolera Cuencas del Sureste y se ubica en aguas someras del Golfo de México a 80 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. El campo Chac es un campo maduro de aceite pesado con 27 años de producción proveniente del objetivo Cretácico mediante recuperación primaria con la energía proporcionada por un acuífero asociado. Derivado de variaciones incrementales en el avance físico, y por consiguiente en las necesidades de montos de inversión, PEP solicita una modificación de su Plan de Desarrollo. La propuesta de modificación tiene por objeto recuperar la totalidad de la reserva 3P del yacimiento Cretácico y adicionalmente realizar actividades encaminadas a confirmar el potencial productivo del yacimiento en el Eoceno Medio con el fin de reclasificar reservas y acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero de esa asignación. Con la venia de la Comisionada Porres, pido ahora al maestro León Daniel Mena, jefe de la Unidad Técnica de Extracción, exponer el análisis técnico que ha realizado su grupo en esta propuesta de modificación del Plan de Desarrollo del campo Chac



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ. Comisionada, Comisionados. Me parece un excelente resumen el que acaba de hacer del campo y efectivamente esta propuesta de modificación pues obedece a que se están reconociendo algunas actividades que se han hecho adicionales a lo que se tenía previsto y además está incorporando el tema de abandono que no estaba previsto y que es sobre lo que enfatizaré en la propuesta. De lo demás me voy ahí un poco más rápido, pues porque es un campo – como bien dice – ya con una madurez de 27 años de producción y que ya tiene una pequeña reserva 1P, 2P, 3P en la parte de la Brecha y que es sobre la que se hace la extracción final para incrementar un 1% adicional su factor de recuperación.

Entonces la primera lámina precisamente muestra cómo ha sido la historia. La línea verde que es desde 1991, la línea verde es la parte de aceite y la parte roja representa el gas tanto en su producción como en las líneas de volumen acumulado que llevan hasta este momento. Y aquí es importante solo resaltar que desde 1999 se inició, se implementó el sistema artificial de bombeo neumático, lo que ha ayudado al factor de recuperación actual que es de 36.2% para aceite y 49.15% para gas. Adelante por favor.

Con relación a la relatoría de los trámites que se realizan, en abril PEP presentó la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo. En ese mismo mes la CNH emitió la prevención de información faltante, la cual fue atendida en el mes de mayo y la declaratoria de suficiencia se efectuó en junio 2018. Se les invitó a una comparecencia el 16 de julio y posteriormente hubo algunos ingresos de información para complementar precisamente el análisis.

El objetivo de esta modificación de Plan de Desarrollo es extraer las reservas, como mencionaba el ponente, de la formación Cretácica que en este momento se han igualado 1P, 2P y 3P y confirmar el potencial de la formación Eoceno Medio que cuenta con una posible reserva de 5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Recuperar asimismo en el periodo 2018-2023 un volumen de 4.7 millones de barriles de aceite y 1.97 miles de millones de pies cúbicos. Realizar actividades físicas,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

principalmente 33 reparaciones menores, una mayor, que es para precisamente verificar este potencial en la formación Eoceno Medio. Y las inversiones serían del orden de los 93.6 millones de dólares para el periodo 2018-2023, recalcando que aquí se incluye precisamente el abandono que no se había incluido originalmente. Adelante por favor.

De las generalidades solo quiero recalcar la primera es el área en kilómetros cuadrados. El Cretácico es de 26.5 y el Eoceno Medio de 4.2 km². Las profundidades promedio el Cretácico es del orden de los 3,500 metros verticales y el Eoceno está unos 400 metros más arriba, o sea, a los 3,100. La actividad se desarrolla en un tirante de agua de 40 a 50 metros. La porosidad del Cretácico es de 6, el Eoceno Medio se estima entre 6 y 11. La densidad de aceite del Cretácico es de 22 grados API y el Eoceno Medio se estima por unos análisis PVT que se hicieron en calcarenas del campo Sihil del orden de 18. En puntos verdes están los pozos fluyentes, los puntos gris son los pozos cerrados y estos pozos salen de estas dos plataformas que las representamos en un cuadro naranja: la plataforma Chac-A y Nohoch-A. Son las plataformas de donde salen los pozos que producen en esta asignación.

Con referente a las reservas, se puede ver la historia de las gráficas. La parte verde es las reservas probadas. Aquí en el 2012 se puede ver que hubo un incremento en las reservas probadas precisamente porque hubo perforación de dos pozos. Posteriormente se han mantenido. Ahora en el 2018 son los datos que tenemos en la tabla que está del lado derecho y que especialmente en petróleo crudo equivalente es de 4.74 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y la parte amarilla, que está sobre las gráficas en la parte superior, es precisamente la parte de reservas posibles y eso obedece al yacimiento Eoceno Medio y que es del orden de los 5.06 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que sería algo que más adelante determinarán si es factible y lo voy a comentar.

¿Qué justifica la modificación del plan? De acuerdo al artículo 40, fracción II de los Lineamientos de Planes, el inciso e expresa que si existen variaciones en el avance físico presupuestal del plan aprobado y el inciso h si existen variaciones en los montos de inversión mayores al 15%. Entonces en esta tabla se muestra el plan aprobado tenía 23 reparaciones menores. En el periodo 2015 a 2017 se han ejecutado 40, se tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

previstas 17 más o se realizaron 17 más. Y por supuesto, la inversión de igual manera se incrementó de 23.5 a 60.91, esto está en millones de dólares. Y el plan propuesto, que son actividades adicionales, sería tomas de información, reparaciones menores y una reparación mayor para Eoceno Medio y en la parte de inversiones se considera el abandono, por lo que asciende a 93.62 millones de dólares el plan propuesto. Adelante.

Para dar cumplimiento al artículo 44, se tienen que cubrir estos tres puntos que mencionaré muy rápidamente. El primero es sobre que el plan de producción permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. En ese sentido – la siguiente lámina por favor – se presentaron cuatro alternativas, una de ellas dependiente. La que sigue por favor. Una de ellas considerando la parte del Eoceno.

Entonces como consideran que todavía tiene mucha incertidumbre y tiene un mayor riesgo, esa alternativa la dejan como una propuesta que se va a analizar con la realización de una reparación mayor y en función de los resultados ellos asumirán una propuesta diferente y vendrán a hacer una modificación del plan correspondiente. Pero en este caso las alternativas que identificaron para la parte de la Brecha son estas tres. Les dejamos el nombre tal y como se desarrollarían o como las proponen, que es del desarrollo de la Brecha con 33 reparaciones menores o la Brecha más la perforación de un pozo menos menores y la perforación de un pozo, pero obviamente ahorita vemos los indicadores.

Y la alternativa tres que sería la Brecha más periodo de producción de más o menos de dos años, por eso le llamamos más el plató de dos años. Sin embargo, cuando revisamos ya los indicadores tanto de recuperación de producción de aceite como gastos de operación e inversiones asociadas, la rentabilidad de hacer 33 reparaciones menores es la que da los más altos indicadores económicos tanto antes de impuestos como después de impuestos y por eso señalamos en negrita la alternativa económicamente que tiene los mejores indicadores. En los tres casos se considera mantener el bombeo neumático.

Estas alternativas en perfiles de producción serían como se muestran en pantalla. La parte areal en color verde representaría la alternativa de Brecha y las otras se ponen como referencia. Esta es explotación de la Brecha. Perdón, esta sería la alternativa dos que es Brecha más la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación de un pozo. Aquí verificamos que se alcanza ya el volumen de reserva remanente. Y en esa alternativa es Brecha más el plató, que aquí mencionaba que un par de años mantenerlo. Sin embargo, si bien volumétricamente la producción de aceite y gas se ven muy similares, ya veíamos los indicadores por el tema de inversiones, los indicadores más atractivos se ven en la alternativa de explotar la Brecha con una reparación mayor – repito – y 33 reparaciones menores.

Entonces la alternativa seleccionada es precisamente lo que acabo de comentar. Tiene el menor riesgo y representa la mayor recuperación de hidrocarburos manteniendo la operación del Cretácico. Se utiliza el sistema artificial de producción BN. Se prevén hacer estas limpiezas de aparejos en el tema de las reparaciones menores y aquí los últimos dos puntos es lo relevante en cuanto a que se tiene previsto hacer una reparación mayor y posterior a la prueba de presión-producción se determinaría el potencial de esta formación. Y adicionalmente se tiene previsto un estudio para seleccionar e identificar un proceso de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación final, o sea, lo tienen previsto como parte de los trabajos que van a realizar. Adelante por favor. Una antes. Eso.

En esta lámina se muestra precisamente la parte del Eoceno Medio y lo único que queremos referenciar es que sí ha habido pozos con núcleos que se han tomado en estos pozos y que han ido a esta formación, a Eoceno Medio, entonces hay indicios pues de que puede ser una formación que cumpla con las expectativas de los 5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que se tienen previsto. Y bueno, esa es la distribución tanto de los registros que se han realizado como algunos de resistividad, algunos puntos. Lo que quiero mencionar aquí es que sobre el Eoceno Medio se han hecho algunas pruebas y hay algunos indicios, por lo que le apuestan a hacer el análisis. Sin embargo, en la modificación que estamos trayendo hoy a la mesa no lo están comprometiendo más que como una posibilidad a analizar y, si fuera redituable, si encontrara elementos, pues vendrían con una modificación posterior al Plan de Desarrollo. La que sigue por favor.

Esta es la actividad. Cómo se realizaría la reparación mayor sería en el 2019 y las 33 menores se iniciarían pues a la brevedad en lo que resta del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2018 y posteriormente como están distribuido ahí en pantalla: 14 para el 2019, 8 en el 2020, 4 en el 2021 y una más en el 2022. Las tomas de información se realizarían en el próximo año. Y en la parte del 2024 y 2025 se puede ver lo de la actividad relacionada con el abandono, que es la inertización de los ductos, el desmantelamiento y recuperación de estructuras y el taponamiento de los 11 pozos que tiene actualmente el campo. Por favor.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Ingeniero, dice que estas reparaciones menores previstas para 2018 se harían en este último prácticamente trimestre del año.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, es correcto, son limpiezas. En la parte de abajo en las notas ponemos el tipo de actividad a las que se refiere. Son 30 limpiezas con solventes ácidos y tres corrección de anomalías, problemas que se tienen en válvulas laterales. Entonces no son actividades muy complicadas para programar y realizar, solo es que estén incluidas en el movimiento de equipos del último trimestre y se pueden realizar.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Adelante por favor. Este es el perfil de producción de aceite. La parte achurada en color verde sería el plan propuesto que va del 2018 al 2023, donde se alcanza el límite económico, y se pone de referencia la parte histórica y el plan aprobado originalmente. Entonces es solo para mostrar que pues estará del orden de los 6,000 barriles por día e irá declinando en los próximos cinco años. Adelante por favor.

Esto es lo correspondiente a gas. Igual se estará manejando del orden de los 2.5 millones de pies cúbicos por día y ahí está el comparativo con respecto al plan aprobado que es la línea azul y la alternativa de explotación, de extracción de la Brecha, es la parte achurada en rojo para el tema de gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hicimos un comparativo, aunque bien ya hemos hablado de la madurez de este campo, y estos comparativos pues siempre son más útiles cuando no hay mucha incertidumbre. Sin embargo, pues también para ver cómo va su factor de recuperación con respecto a algunos campos nacionales e internacionales. En azul los internacionales, en verde los nacionales y en cada una de las barras se pone cómo ha sido el mecanismo de explotación. Por ejemplo, el caso de Chac es recuperación primaria, se considera un acuífero muy activo, actualmente manejan del orden del 64% de agua y además tienen desde 1999 el sistema artificial de BN. Entonces con estas características y revisando que la actividad se desarrolla en tirantes de agua menor a 50 metros, que sean en formación de carbonatos y que las densidades fluctúen entre 15 a 25 grados API, nos salen estos campos cuya media es de 29% - de estos campos, repito – y bueno, el factor de recuperación de Chac es del orden de 37% actualmente y eso se va a incrementar con la propuesta a 37.03%. Actualmente es de 36.22% y se incrementaría a 37.03%.

Referente a la parte de aprovechamiento de gas natural, la que sigue por favor. Aquí lo que se tiene previsto es enviarlo a compresión y a inyección de yacimiento para mantenimiento de presión del campo Akal. O sea, al gas que se está separando se envía y se inyecta al yacimiento. Hay un brinco aquí importante de 94 a 98 antes de mantenerse de acuerdo a lo que marcan los lineamientos de aprovechamiento de gas y la actividad que van a realizar es básicamente mantenimientos a los módulos de compresión y a los boosters, precisamente para ir alcanzando un mejor factor de aprovechamiento. Adicionalmente a que como pudieron ver en los perfiles de producción, pues también hay una declinación notoria ya a partir del 2018 y 2019. Entonces ese efecto combinado de que baja un poco la producción, se van a dar los mantenimientos y además todo se aprovecha puesto que es inyectado al yacimiento. Hacen plantear el 98% de aprovechamiento a lo largo de los años de producción que quedan.

En la parte de los mecanismos de medición, esto es cómo están operando. Las dos plataformas de donde salen los pozos mencioné son Chac-A y Nohoch-B. Estos van hacia el centro de proceso Nohoch. Aquí se hace una separación, hay medición. Los puntos rojos son mediciones operacionales, el punto verde es medición de transferencia. Y mencionaba que la parte del gas que es aquí en Nohoch se manda a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inyección en la plataforma Nohoch-A, precisamente para mantenimiento de presión del campo Akal. Y la parte de aceite se manda hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas. Aquí abajo están especificados, es la turbina para el aceite en los puntos PM-100 y PM-200, que es a la salida de exportación también hacia la monoboya. Y también se considera el Centro Palomas que tiene un ultrasónico y de igual manera son los puntos contemplados para la medición y aquí está la medición fiscal en estos dos puntos, que es como vienen operando. Y pues solamente se ratifica la medición tanto de aceite y gas. Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias doctora. ¿Por qué medio se manda el aceite hacia Dos Bocas?

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ah, por una línea.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De 36, sí, y 162 km. Con respecto al Programa de Inversiones, mencionaba que el total de la inversión es de 94 millones de dólares. El costo operativo para el mismo horizonte 2018-2034 se considera en 24 millones de dólares, para un total de 118. Observen que la parte más importante en cuanto a distribución de inversiones pues está en el tema de los pozos 29 millones y el desmantelamiento de instalaciones el restante 53 millones. Entonces esto es una de las cosas que hacen la diferencia con el plan original, que ya se considera todo el abandono como veíamos, ¿no? La inertización de ductos, etc.

Dicho lo anterior, y para no leer toda esta parte que es lo que se cuida sobre el cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 sobre la tecnología y el plan de producción que permiten maximizar el factor de recuperación. Aquí es importante mencionar que se mantiene el sistema de bombeo neumático, la limpieza de pozos con solventes y esta combinación consideramos que es adecuado para continuar con el desarrollo de la asignación, que es como ha venido



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operando. Con respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas, también es importante que este gas es separado y enviado para inyección de mantenimiento de presión, inyectado al yacimiento. Entonces con los mantenimientos que se van a realizar se espera alcanzar el 98%.

Con respecto a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, bueno, pues todas las actividades propuestas permiten recuperar la reserva que se tiene actualmente documentada y se tiene el potencial de hacer el análisis sobre Eoceno Medio. El factor de recuperación, elevar el factor de recuperación. En el tema de aceite, la propuesta es incrementar a 36.22% a 37.03% y el gas de 49.15% a 50.29%. Adicionalmente, se valora la implementación de un método de recuperación mejorada. En cuanto a la reposición de reservas de hidrocarburos, la reparación mayor que se tiene previsto, que es hacer un cambio de intervalo a la formación Eoceno Medio, es precisamente para confirmar el potencial y, de resultar exitoso, Pemex desarrollará dicha reserva con un menor riesgo.

Algunas recomendaciones finales. Administrar los ritmos y gastos de producción derivado de la presencia tan activa de su acuífero y que el corte de agua actual es del 64%. Se recomienda administrar los ritmos de producción de los pozos y por supuesto el monitoreo y comportamiento de los mismos. Con respecto a evaluar el escenario de recuperación mejorada, nos parece muy asertivo dado la madurez y el momento que tiene este yacimiento. Revisar el proceso de recuperación mejorada que le pudiera aplicar. Y finalmente sobre las actividades de abandono que no estaban previstas originalmente, la recomendación sería aquí eficientar los costos puesto que estuvimos haciendo un pequeño comparativo de cuánto está estimando el abandono de actividades similares, inertización de ductos igual, abandonó de las dos plataformas y taponamiento de los pozos, y están todavía un poquito arriba de la media, pero creemos que es una cuestión nada más de revisar la actividad que se va a realizar y sobre todo por ser costa afuera tiene estas variaciones. Por mi parte sería el análisis y el resumen.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esta es un área que tiene y 27 años produciendo y todavía ahorita está produciendo 6,000 barriles diarios que son 140 millones de dólares por año y además es un área que va a seguir produciendo. Cuando vemos el potencial que tiene en otro horizonte, la parte de recuperación mejorada, yo creo que bien manejado un área puede tener un tiempo de producción muy largo. Entonces yo creo que este es un buen ejemplo de cómo se ha mantenido – pues no sé – una zona que uno dice es madura. Sí, es madura, pero está produciendo 3,000 millones de pesos todavía cada año. Entonces es interesante ver este tipo de análisis y desde luego solicitar a ustedes su aprobación para esta propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor Moreira. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias. Yo solo una pregunta. A lo largo del dictamen se señala que no habrá construcción de instalaciones. Las características del doctor Moreira que nos expusieron dejan clara esa situación. No obstante, ello, y bueno, y así se refleja, ¿no? En las actividades hay reparaciones mayores, menores, actividad física, tomas de información, en fin. No obstante, ello, en el Programa de Inversiones en la subactividad hay una subactividad que se llama justo construcción de instalaciones y ahí tiene asignado un presupuesto de 2 millones de dólares, porque si bien no es significativo si tomamos la totalidad del presupuesto de este proyecto, pues me generó a mí esa inquietud. ¿Hay o no hay construcción de instalaciones? Pareciera que sí. Y si no, ¿a qué obedece esta cantidad que está prevista aquí en el Programa de Inversiones?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De entrada, no tiene previsto la construcción de instalaciones, pero ahorita le damos el detalle que qué fue lo que se registró en esa área.

DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- La tarea que considera Pemex para este monto es adaptación de infraestructura u otras instalaciones que tienen para el manejo de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, quizá esa es un poquito la...

DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Si, son los dos millones de dólares.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es un tema más bien de catálogo siempre, ¿no? Pero obviamente sí se cuida la parte de los gastos de operación, ¿no? Como utilizan BN, se revisa esa parte. En el tema de las actividades pues son reparaciones menores, ya vio el tipo de limpiezas que se va a realizar y obviamente pues el mantenimiento, pero básicamente. Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una pregunta y es más bien una duda. En la lámina cinco ahí tenemos un esquema de los pozos y la duda que tengo por ahí aparece un pozo Chac-2296. Mi confusión es de que si es el mismo pozo que están manejando que van a hacer una prueba, o sea, un cambio de intervalo de reparación mayor y que van a hacer la parte de... porque dice que es el 2196, que van a hacer la reparación mayor y una prueba de producción para ver el otro horizonte del Eoceno Medio. O sea, primero sería esa la duda y en caso que así sea, que yo creo que sí es.

DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- La reparación mayor se hace en el pozo Chac-1007.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿1007?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Hay una lámina que tenemos oculta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- La 12 también puede servir. La 12.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ¿en cuál? Porque se supone que ya hicieron una prueba de presión y de producción en el Eoceno del 2196 que fue productor con 2,100 barriles de petróleo, ¿no? O sea, ya tienen prueba en el Eoceno.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE CONTRATOS, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Ya parece que ese pozo corresponde al campo colindante Nohoch.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí iba exactamente mi duda. Si vemos como que hay una división, no sé si es administrativa o es estructural, entre Nohoch y Chac. Ahí me podrían explicar cómo está esa división, si es estructural o estratigráfica entre los dos campos, porque ustedes lo manejan como una prueba del Eoceno y lo ponen como Chac.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, de hecho, de entrada, lo que es la parte de la Brecha, lo que es el Cretácico, sí lo tenemos por cierre estructural. Ahí no se ve reflejado. Ya cuando lo vemos a la parte del Eoceno tenemos una falla que está desplazando los bloques. El bloque inferior se va hacia... De hecho, ahí tenemos un apoyo de una sísmica. Está más abajo el bloque que estaríamos explotando, que estaría explotando en la parte de Chac. Lo que se tiene al día de hoy en Nohoch está más arriba. El cuerpo calcáreo tiene distribución deposicional. Entonces sería estratigráfica lo que tendríamos por un cambio lateral. De hecho, por eso están buscando que si ese cambio lateral más el desplazamiento que tienen de la falla tiene continuidad en la parte más baja.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, probaron ya en Nohoch y sí hay producción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y sí hay producción, fueron 2,100 barriles.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y ahorita se van a ir al Eoceno de Chac.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De Chac, que son el cuerpo calcáreo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-¿Y por qué tienen reserva 3P?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Se le dio un volumen asociado a lo que tenían en el similar de Nohoch.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, pero ahí no ha sido perforado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, no ha sido. Todos los pozos han atravesado porque es una parte más somera y solamente han tomado núcleos que los cuales tuvieron algunas manifestaciones, pero en las pruebas como tal no se ha tenido en producción. Por eso lo mandaron hasta la 3P y ahorita lo que tratan de ver es recategorizar de 3P a 2P con la reparación mayor. En caso de ser exitoso, tienen ellos contemplados hacer todavía cuatro reparaciones mayores. Si no se tiene éxito, ya estaría descartando esta posibilidad. De hecho, el planteamiento es que si salen exitosos tendrían que volver a modificar un Plan de Desarrollo porque en este plan tiene considerado ni siquiera un perfil asociado al Eoceno.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muchas gracias. ¿No sé si haya alguna?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si podemos poner la lámina creo que es la número siete. No viene numerada, pero más o menos creo que debe ser la siete. Sí. Miren, aquí se establece cuáles son los dos supuestos en los que se puede realizar una modificación a los planes, en este caso a este Plan de Desarrollo, y es el artículo 40, fracción segunda en los lineamientos que regulan estas disposiciones. Dice inciso a, dice: "Existan variaciones en el avance físico presupuestal del plan aprobado". El plan aprobado establecía según esta tabla 23 reparaciones menores y ejecutaron 40. Pues aquí es claro que hay una variación en el avance físico del presupuesto aprobado. ¿No?

Igual dice, y el segundo supuesto dice: "Existen variaciones – o existan, yo creo que debe de ser la redacción correcta – variaciones en los montos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión mayor al 15%". Y la inversión pasó de 23.53 millones de dólares que se tenía aprobado a 60.91 millones de dólares. O sea, realmente la aprobación de la modificación debió haber sido en este período si es que les aplicaban los lineamientos vigentes. Aquí estamos de alguna forma aprobando hacia el futuro, pero realmente los supuestos de modificación ya se habían establecido de acuerdo con las dos hipótesis.

Entonces yo lo que propondría es que le demos vista a la Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos para efecto de que haga un análisis de si corresponde hacer algún tipo de llamamiento o algún tipo de señalamiento al asignatario, en este caso Petróleos Mexicanos, porque es claro que los supuestos que establecía la obligación de venir con nosotros a hacer la modificación del plan pues ya habían sido agotados. O sea, ya se habían dado. Ahora nos piden una modificación que me parece correcto que lo regularicemos para el futuro, pero queda esto pues que aquí por ejemplo en el presupuesto de inversión se fueron a 2.6 veces el presupuesto aprobado y en el caso del avance físico pues poco menos del 100%.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, nos haría favor de leer la propuesta de acuerdo yo creo que con la recomendación que nos hace el Comisionado Acosta incorporándolo. ¿Sí?"

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

RESOLUCIÓN CNH.E.53.004/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0078-M-CAMPO CHAC.

ACUERDO CNH.E.53.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0078-M-CAMPO CHAC.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:32 horas del día 2 de octubre de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Quincuagésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva