



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEPTUAGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:41 horas del día 5 de diciembre 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, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019, con el objeto de celebrar la Septuagésima Segunda 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 Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.1058/2019, entregado a los Comisionados el 4 de diciembre 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario designado para esta sesión 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, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.
- II.2 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-0373-M-Campo Yaxché.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Roma Energy México S. de R.L. de C.V. para la modificación de la autorización sobre la perforación del pozo exploratorio terrestre Paraíso-A1EXP.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro Erick Gallardo Ferrera, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA.- Buenos días, muchas gracias. Buenos Días Comisionados y todos los presentes. Tengo el gusto de presentar el proyecto de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal. La relación cronológica de los hechos que ocurrieron para este proceso se presenta en esta lámina. Se puede observar que el ingreso de información ocurrió el 26 de julio de 2019. Posteriormente, se emitieron prevenciones a la información y se dio atención por parte de Pemex a las mismas. No obstante, se solicitó una comparecencia para aclarar algunos puntos de esta información. Derivado de esta comparecencia se suspendió el procedimiento, señalando a Pemex la necesidad de regularizar el Título de la Asignación antes de continuar justamente con la modificación al plan. Posteriormente, la conclusión a la suspensión y solicitud de prórroga se realizó el 28 de octubre de 2019 para la correspondiente presentación el día de hoy 5 de diciembre en el Órgano de Gobierno.

Quiero comentar justamente que en el proceso se solicitó la opinión de la ASEA, de la Secretaría de Economía y adicionalmente se pidió la opinión del punto de medición de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Además, en el periodo en el que estuvo suspendido este trámite se realizó la opinión al título, de modificación al Título de la Asignación en el anexo 2 para incluir a las formaciones Concepción y Paraje Solo. Adicionalmente, hubo una atención a prevenciones y tres alcances a dicha información. Adicional, también hubo una aclaración al Título de la Asignación sobre la última entrega de información.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las características generales de esta Asignación. Pues estamos hablando de un campo terrestre. La Asignación en comento se localiza justamente en el estado de Tabasco en el municipio de Jalpa de Méndez a 22 km al sureste de la ciudad de Comalcalco. Es una Asignación que tiene un área de 38.125 km² y cuyo Título de la Asignación fue emitido el 13 de agosto de 2014. La vigencia de este título es de 20 años a partir de esta fecha. Este Título de Asignación se encuentra autorizado para realizar actividades de extracción en la profundidad del Neógeno y colinda con los campos Tokal, Cupache y Navegante. Siguiendo por favor.

Al respecto del campo, el campo justamente cuenta con diferentes yacimientos, mismos que se encuentran ubicados en el Mioceno y en el Plioceno, principalmente en el Mioceno. Al respecto, es importante comentar que los yacimientos a los que se hace referencia se formaron en un frente deltaico. Esto justamente le da una característica de heterogeneidad importante en cuanto a las facies del campo. Y adicional a ello, en la cuenca de Comalcalco pues existe una complejidad importante estructuralmente hablando. Los dos aceites que se tienen es un aceite en ambos casos pesado. El más ligero se encuentra en el Mioceno y tiene una densidad API de 18.5 grados API. El factor de recuperación ha sido bajo en ambos yacimientos, no obstante, en el Mioceno es donde se ha tenido la mayor recuperación dado que también es donde se tiene el mayor volumen de hidrocarburos y esto se puede ver justamente en que la mayor cantidad de cuerpos potenciales se encuentra en el Mioceno, mismos que de ellos siete cuentan con producción, mientras que en el Plioceno solamente hay seis cuerpos potenciales. Siguiendo por favor.

La historia de producción de este campo se puede resumir en esta lámina. Este campo empieza su producción en 1969, es una primera etapa de desarrollo donde se perforaron 19 pozos y se obtuvo un factor de recuperación de 4.7% para el campo con una producción acumulada de 6 millones de barriles. La segunda etapa pues implicó el cierre de varios de sus pozos debido a los altos cortes de agua que llegaron a tener y la baja productividad que ellos presentaron. En este periodo se tuvo una recuperación de 0.15 millones de barriles. Y finalmente es importante indicar que durante este periodo hubo un proceso de reconocimiento geológico para mejorar el modelo geológico de la Asignación en busca de nuevas oportunidades. Justamente como los yacimientos se encuentran en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

compartimentos y por la alta heterogeneidad, insisto, de las facies y la estructura que pudiéramos tener, se buscaron oportunidades de desarrollo intermedias.

A raíz de este estudio se logró incrementar en una tercera etapa la producción. Justamente también se logró controlar la producción de agua mudando los intervalos productores a las secciones estructuralmente más altas de los yacimientos. En esta etapa se perforaron nuevos bloques. Se perforaron pozos en nuevos bloques. Se optimizó la productividad a nivel de campo y se controló el corte de agua, como bien comentaba, y se recuperó un total de 3.18 millones de barriles para un incremento en el factor de recuperación del campo de 2.5%.

De esta manera, se propone una modificación al Plan de Desarrollo vigente con la intención de incrementar la recuperación en 15.57 millones de barriles de aceite y 2.97 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esta modificación consiste también en perforar seis nuevos pozos. En el plan vigente se tenía considerado perforar cinco pozos, mismos que se ejecutaron no en los tiempos que se indican en el Compromiso Mínimo de Trabajo, pero se ejecutaron a lo largo de estos años y la modificación consiste en seis nuevos pozos adicionales. Adicionalmente, se consideran 1,999 reparaciones menores, de las cuales 298 son limpiezas, 1,695 son tomas de información, 6 son conversiones a sistemas artificiales de producción, 5 de ellos son de bombeo hidráulico tipo jet y uno es un bombeo mecánico. Adicionalmente, se contemplan 37 actividades de abandono para el año 2035 que se encuentra fuera de la vigencia de la Asignación, justamente el año siguiente.

El costo total de estas actividades asciende a 250.56 millones de dólares, de los cuales la inversión consiste en 132 millones de dólares, el gasto operacional en 109 millones de dólares y otros egresos son 9.26 millones de dólares. Este proyecto de modificación fue verificado en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos. Para ello, se verificó la tecnología y el plan de producción que se presentó con el fin de que justamente permitiese maximizar el factor de recuperación en condiciones viables. En esta lámina podemos observar justamente cómo son las potencialidades de los diferentes cuerpos de los que mencioné y podemos ver justamente que el mayor potencial se encuentra en el Mioceno. Este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

campo justamente por su heterogeneidad posee reservas 3P de aceite y de gas y en ambas situaciones pues se encuentra el potencial en el Mioceno. Siguiendo por favor.

Las alternativas de desarrollo que presenta el asignatario justamente consisten en mantener el desarrollo del campo. La propuesta base es mantener las condiciones actuales y más bien implementar una serie de campañas de recuperación, perdón, de reparaciones mayores y reparaciones menores para incrementar la producción del campo. Las alternativas 2 y 3 consisten en perforar nuevos pozos e incrementar en consecuencia el número de actividades de reparación mayor y menor de esta Asignación. La alternativa que fue seleccionada por el asignatario es justamente la alternativa 3 a la luz de que es la que permite el mayor factor de recuperación a la vez que permite justamente los indicadores económicos favorables, más favorables para este campo.

Sobre esta alternativa se hizo una valoración técnica y la valoración técnica consistió justamente en revisar el comportamiento de los cortes de agua. Se encontró consistente la estrategia de mover los intervalos de producción a niveles estructuralmente más elevados en el yacimiento con la intención justamente de reducir el corte de agua en los pozos. Se le solicitó también al asignatario que pues se pronunciara respecto a un pronóstico en la producción de agua, esto para poder dar seguimiento al proceso de cómo ellos llevarían su aseguramiento de flujo para poder mantener los cortes de agua en niveles bajos.

Adicionalmente, se hizo el análisis de la producción con la intención de observar efectivamente que pudiera la alternativa que resultó ganadora resultar en un incremento en la recuperación final para este campo, observándose que la alternativa que el asignatario propone respecto a lo que se observa en la historia que fue de 1969 a 2014 en el primer periodo con una recuperación en volumen acumulado de 6.2 millones, pasando al cambio de estrategia que ocurrió en la etapa 3 hacia 9.2 millones como volumen máximo a recuperar, se observa justamente que la alternativa que propone el asignatario incrementa aún más el volumen que pudiera llegarse a recuperar en este campo a 24 millones de barriles. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Finalmente, pues este es el programa de actividades físicas para la modificación que se propone que consiste, como bien se comentó, en 6 perforaciones, 6 terminaciones, 49 reparaciones mayores, 1,999 reparaciones menores y 37 actividades de abandono, de las que 30 son actividades de taponamiento de pozos. Y este es el comparativo del desempeño del plan. Como se puede observar, justamente la modificación entra a lugar debido a que se tiene, los supuestos bajo los que esta modificación fue estudiada es que hubo una variación de más del 30% del volumen a producir en un año, particularmente el año 218, y el cambio en los montos de inversión solicitados por el asignatario para poder llevar a cabo las tareas de recuperación asociadas a esta alternativa. Siguiendo por favor.

Adicionalmente, se revisó el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural de esta Asignación. En este caso, se observó que la Asignación tiene un Programa de Aprovechamiento aprobado previamente el 20 de junio de 2018 mediante la resolución CNH.E.37.002/18. No obstante, en esa aprobación señala el asignatario que empezaría a cumplir con las metas de aprovechamiento de gas a partir de 2019. En la información que presenta el asignatario indica que en realidad este cumplimiento lo logrará a partir de 2021 y que mantendrá justamente como estrategia para lograr ese cumplimiento la renta de un motocompresor para poder llevar la producción del Campo Tintal hacia la batería de separación de Bellota. Y justamente por los volúmenes de gas que se esperarían recuperar, el asignatario comenta que después de 2029 ya no sería rentable mantener la renta de este motocompresor, por lo que justamente otra vez la meta de aprovechamiento de gas bajaría, pero se volvería a cumplir a partir de 2032 cuando el volumen de gas que se produciría sería tal que podría ser manejado con las instalaciones propias de la Asignación.

De esta manera, conforme a los artículos 15 y 17 de los lineamientos técnicos, podemos regresar por favor en la anterior, de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas Natural, pues se propone justamente hacer el ajuste y la actualización de las metas de aprovechamiento de gas para esta Asignación. Finalmente, en cumplimiento del artículo 44, se revisaron los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. El asignatario tiene una propuesta de medición que va desde boca de pozo hacia los diferentes puntos de medición que se muestran en esta lámina.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Actualmente los puntos que se tienen, además señalados como puntos de medición oficiales, pues es el C.C.C. Palomas y el CPG Nuevo Pemex y el CPG Cactus. Esta es la configuración que se tiene actualmente para los puntos de medición.

No obstante, con la entrada de los nuevos pozos —siguiente por favor— justamente y la desviación que se propone hacer para llevar la producción de gas, para poder lograr la meta de aprovechamiento de gas y llevar la producción del campo hacia la batería de separación del Campo Bellota, se hace justamente esta modificación y, no obstante, se mantienen los puntos de medición declarados ante la Secretaría de Hacienda en el C.C.C. Palomas para aceite y en los Centros Procesadores de Gas Nuevo Pemex y Cactus para el gas. Siguiendo por favor.

Finalmente, el Programa de Inversiones es el que se comenta a continuación. Estos son los rubros en los que se pagan los 241 millones de dólares destinados a inversiones y gastos operativos, teniendo justamente con los otros egresos que se muestran costos totales de 250.56 millones de dólares. De los cuales, el 77.21% de ese monto corresponderían a actividades de producción, 2.34% a actividades de abandono, 3.7% a otros egresos y para el desarrollo se tienen destinados 16.76%. Con esta información se realizó una evaluación económica aquí en la Comisión justamente bajo las premisas que se muestran en la primera tabla, obteniéndose resultados consistentes con la información y la valoración que hizo Pemex de su propuesta económica.

Finalmente, las recomendaciones que se hicieron para este proceso son las que se comentan en seguida. Como primer indicativo pues nosotros recomendamos, dado la alta complejidad geológica del campo en cuestión, realizar una actualización al modelo estático conforme se vaya adquiriendo más información. Es importante notar que el asignatario comenta que va a tener una campaña de toma de información bastante importante y esa es la información que nosotros comentamos tendría que ser incorporada posteriormente al modelo estático. Adicionalmente, cuando se perforen los pozos, deberá ajustarse el modelo estático correspondiente. Adicionalmente, es importante para los fines del desarrollo de este campo realizar, el asignatario comenta que realizará pruebas de presión en el sistema. Nosotros proponemos que estas pruebas además sean de alcance



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extendido con la intención de poder definir la naturaleza de las fronteras y la continuidad lateral de los yacimientos que se encuentran en esta Asignación. Esto con la intención de poder definir modelos representativos a escala sectorial para poder lograr una mejor administración del campo.

En cuanto a la administración de los yacimientos, también se recomienda que, conforme se vaya disponiendo de más información, sería importante aumentar la resolución en el análisis. Esto referido a no agrupar todos los yacimientos a nivel de las edades geológicas, sino lograr justamente la administración en particular de cada uno de los cuerpos de arena que van a ser desarrollados en esta Asignación. Esto con la intención de lograr maximizar la recuperación para cada uno de los diferentes bloques y unidades que se pudieran presentar.

Finalmente, en cuanto a aseguramiento de flujo, pues se recomienda al asignatario definir estrategias a nivel local y de campo con la intención de poder optimizar la productividad de manera continua, justamente con la intención de darle seguimiento, por ejemplo, al corte de agua que pudiera llegar a tener durante la producción, así como a la alta viscosidad que el asignatario declare en alguno de los pozos que ha llegado a perforar. Así también tener en cuenta las posibles problemáticas relacionadas a los asfaltenos para esta estrategia. Y en lo que respecta a la recuperación adicional, si bien el asignatario ha evaluado alternativas relacionadas que consideran la inyección de vapor, la combustión *in situ* y el agua a nivel conceptual, pues se le recomienda al asignatario previamente hacer un modelo de los yacimientos que sea consistente para poder lograr hacer una evaluación cuantitativa de manera acertada sobre los volúmenes que pudieran tener potencial a ser recuperados con estos métodos de recuperación adicional.

Esto fue evaluado en cumplimiento a la normativa aplicable que es justamente la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de los Planes, los Lineamientos Técnicos de Materia de Medición de Hidrocarburos y en cumplimiento a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural. Con base en la información presentada, derivado del análisis que se hizo, se emite el Dictamen Técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado en esta sesión, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o requiera alguna modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestro Gallardo. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Es respecto a la medición de hidrocarburos, es en la lámina 16. Hay una lámina de medición actual y una de medición futura. Entonces ahí se ve que los cabezales ahí entran a la Batería de Separación Tintal y de ahí van a la macropera Cupache y entran a ese punto de intersección que va de la Terminal Marítima de Dos Bocas, perdón, a la Batería de Separación Cunduacán. Allá arriba en la Batería de Separación Tintal hay una medición de referencia y después hay otra medición de referencia en la Batería de Separación Cunduacán. La Batería de Separación Cunduacán trae flujo de otras macroperas, dice Chocol, Tokal, la terminal, la marítima. ¿Cómo es que pueden hacer esa medición acá de referencia para tener la certidumbre de cuánto gas es el que se está de alguna forma obteniendo de la parte de Tintal? Porque por un lado está el gas y ahorita vemos la parte del aceite.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Buenas tardes Comisionados. Si me permiten nada más ahondar en el tema, aquí la cuestión de la medición del gas contenido en la corriente de Tintal obviamente se hace un muestreo también de esa corriente para saber cuánto gas está contenido ahí en esa corriente. El objetivo de ellos querer desviar esta corriente a través de Paxché es poder obviamente darle un mejor tratamiento a esa corriente y poder tener un mejor proceso.

Ellos han alegado que tienen, digamos tienen divididas las infraestructuras en activos y esas infraestructuras son de otro activo, entonces uno de los propósitos es mantener la corriente en las infraestructuras que son pertenecientes a los mismos activos. Pero sí, las mediciones referenciales nos sirven solo para hacer el muestreo. Obviamente ya cuando va en la mezcla ellos lo que tienen es su metodología de prorrateo, pero es alimentada con las bases de los muestreos de cada campo. Digamos, esa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es la parte del alimento del dato donde parte para hacer al final la prórroga, perdón, la asignación del volumen y de las calidades concernientes a cada Asignación. Entonces es la manera como se hace. Estas mediciones y muestreos que se van haciendo a través de todo el recorrido de la molécula van alimentando esta metodología que al final hace todo el balance para poder asignar los volúmenes y calidades a cada Asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cuál es la razón por la cual al final sale de la Batería de Separación de Cunduacán? Sale gas, sale aceite. El gas lo tienen hacia la derecha, va al Centro Procesador de Gas Cactus y de ahí al Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex. Pues nada más llega a Cactus, ¿no? ¿O por qué se plantea aquí en este diagrama que pasa de Cactus a Nuevo Pemex? Pues finalmente el gas llega a Cactus y ahí es donde se procesa, no hay que volver a pasar por otro centro procesador de gas. ¿O cuál es la razón?

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Bueno, ahí lo que pasa es que operativamente tienen ellos la manera de poder flexibilizar la corriente hacia un complejo o hacia otro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, OK. Entonces habría que poner como una línea punteada hacia al de abajo, no así como está ahí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es uno u otro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, es uno u otro.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- A través de esos cabezales que ellos tienen pueden desviar la corriente a un centro procesador o a otro, también dependiendo de las capacidades del centro y lo que hacen es por flexibilidad operativa, dependiendo de la demanda, mandan el gas hacia un lado o hacia otro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Y la otra cosa es ya para la parte de aceite, cuando baja hacia el complejo Samaria, ahí es donde tenemos las mediciones de transferencia y la medición de agua, pero vienen mezcladas varias de las corrientes, entonces también hay un prorrateo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Sí, así es. A final de cuentas a través de todo el recorrido se va uniando con más corrientes en modo multifásico y cuando van pasando los procesos pues van separando estas fases y obviamente todos estos datos, como le comentaba anteriormente, van alimentando precisamente la metodología de prorrateo que ellos tienen para asignar el volumen y calidad que está. Digamos, cuando llega al Centro Procesador Palomas, que es el volumen ya neto, ya procesado, ese volumen sumado con todas las fases que ya se fueron separando en el proceso, hacen el balance y hacen ese prorrateo hacia la Asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Si pasamos a la siguiente que es el futuro, ahí no me queda claro dónde está la medición de agua. No sé si a lo mejor también está en la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte y faltó incluirlo, pero no estoy seguro.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Sí, así es.

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

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Afirmativo, es en la planta deshidratadora.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Muy bien. ¿Comisionados, Comisionado Sergio? Si no hay más comentarios, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.72.001/19

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-0338-2M-Campo Tintal.

ACUERDO CNH.E.72.001/19

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, 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-0338-2M-Campo Tintal.

II.2 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-0373-M-Campo Yaxché.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero Rubén Felipe Mejía González, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Buenas tardes, Comisionado Presidente, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración la siguiente propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché, presentado por el asignatario Pemex Exploración y Producción.

Como relación cronológica de este proceso, tenemos la presentación de esta modificación que se dio el 4 de octubre del 2019. Posteriormente, se tuvo la prevención de información faltante y algunas aclaraciones requeridas el 16 de octubre del 2019. El operador atendió dicha prevención el 31 de octubre del 2019. Asimismo, se solicitó a la Secretaría de Economía y a la Agencia, a la ASEA, la opinión respecto al Sistema de Administración de Riesgos y de Contenido Nacional para esta Asignación. Hubo necesidad de una comparecencia que se llevó a cabo el 6 de noviembre del 2019 y posteriormente el asignatario dio atención mediante alcance a esa comparecencia el 11 de noviembre del 2019 y tenemos el día de hoy la presentación a este Órgano de Gobierno.

Como características generales de la Asignación Campo Yaxché, tenemos que se localiza en aguas territoriales frente a las costas del estado de Tabasco, aproximadamente a 13 km al noroeste de la Terminal Marítima Dos Bocas. Es una Asignación de extracción de aguas someras que se encuentra en un tirante de agua de 21 metros. El operador petrolero es el asignatario Pemex Exploración y Producción. El área de Asignación cuenta de 49 km². Fue emitido dicho título el 13 de agosto del año 2014. Tiene una vigencia de 20 años. Es un tipo de Asignación de extracción de hidrocarburos. Las formaciones permitidas para la extracción de hidrocarburos en esta Asignación es el Cretácico y el Mioceno Superior. Esta Asignación colinda al Oeste con la Asignación Xanab y al Este con la Asignación Campo Puerto Ceiba.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Continuando con la presentación, tenemos las generalidades del Campo Yaxché, que consta principalmente de dos yacimientos, el Cretácico y en el Terciario que se divide en dos bloques, el bloque 101 y el bloque 1DL. Tenemos que para el Terciario para el Mioceno Superior este yacimiento es un anticlinal segmentado que consta de cinco arenas productoras principalmente con intercalaciones de lutitas y para el Cretácico tenemos que es un anticlinal alargado que se ve afectado por intrusiones salinas. Tenemos las distintas áreas pertenecientes a cada uno de los yacimientos. Los pozos que actualmente se encuentran perforados, pozos productores tenemos cinco a la fecha. La porosidad promedio que va desde el 6% hasta casi el 20%. Tenemos como tipo de hidrocarburo aceite negro de 26 a 33 grados API, densidad relativa del gas de 1.9% a 2.2%. La temperatura promedio de los yacimientos de 100 a 146°C. Tenemos la presión inicial del yacimiento para el Cretácico que está superior a los 1,000 kg/cm² y en el caso de los yacimientos del Terciario está alrededor de los 550 kg/cm² que teníamos la presión inicial, perdón. Tenemos una presión de saturación para estos yacimientos de alrededor de 100 a 170 kg/cm² y las presiones actuales para estos yacimientos que se encuentran por arriba de la presión de saturación, por lo cual tenemos estos yacimientos todavía en bajo saturación. El mecanismo de empuje principal para estos yacimientos para el Cretácico tenemos empuje hidráulico derivado de un acuífero activo y la expansión roca-fluido para los yacimientos o arenas del Terciario.

En esta lámina podemos ver la historia de producción del Campo Yaxché. En color verde tenemos la producción de aceite, en color amarillo la producción de gas y en color azul la producción de agua. Tenemos que este campo inició explotación en el año 2006 para el yacimiento del Cretácico y posteriormente se incorporó producción el yacimiento del Terciario en el año 2008. Tenemos el pico máximo de producción que se tuvo en este campo en el año 2012 arriba de los 50,000 barriles por día y posteriormente inició la declinación de la producción del campo y asimismo la irrupción de agua en el yacimiento del Cretácico, con lo cual actualmente tenemos para el Cretácico únicamente un solo pozo productor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la propuesta de modificación a este Plan de Desarrollo tenemos que el asignatario tiene como objetivo extraer las reservas remanentes de ambos yacimientos y obtener un volumen a recuperar de aceite de 73 millones de barriles y 31 miles de millones de pies cúbicos de gas. El alcance para obtener estos resultados considera mantener la producción base a través de 39 reparaciones menores e incorporar producción a través de 13 perforaciones de pozos, 14 terminaciones y una reparación mayor, aunado a las actividades de taponamiento de pozos y desmantelamiento. El costo total que incluye el proyecto son 1,545 millones de dólares que constan de una inversión de 1,402 millones de dólares, un gasto de operación de 131 millones de dólares y otros egresos de un monto de 12 millones de dólares. Estos otros egresos son derivado a las operaciones de mantenimiento y desmantelamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas que sería posterior a la vigencia de la Asignación.

Como cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, tenemos la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de producción en condiciones económicamente viables. Tenemos el volumen original y reservas cuantificadas de aceite y gas para esta Asignación, que ha ido en decremento respecto a lo que se tenía contemplado en ronda 0. Tenemos para el yacimiento del Terciario 562 millones de barriles y una reserva 3P de aceite de 96 millones, un volumen original de gas de 222 miles de millones de pies cúbicos y una reserva de gas de 34.7 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso del cretácico tenemos un volumen original de 406 millones de barriles y una reserva 3P de aceite de 16.7 millones de barriles. Un volumen original de gas de 274 miles de millones de pies cúbicos y una reserva 3P de gas de 11.3 miles de millones de pies cúbicos. Estos cambios en los volúmenes originales se debieron a la nueva información disponible que el asignatario obtuvo con la perforación de pozos y con la actualización a los modelos geológicos y la interpretación del cubo sísmico.

El asignatario en esta modificación al plan analizó o contempló cuatro alternativas principales, cuya diferencia principal, a parte de la perforación de pozos, las reparaciones menores a ejecutar y los volúmenes a recuperar, es el riesgo geológico y la incertidumbre asociada a cada una de ellas. En la alternativa 1 y 2 es menor el riesgo, la alternativa 4 es que contempla la extracción de todo el volumen de la reserva 3P, se va al mayor riesgo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geológico e incertidumbre. Y la alternativa 3, al igual que como contempló el asignatario en el plan de ronda 0, tenía contemplado la ejecución de inyección de agua en un bloque del Terciario para obtener un mayor volumen. Se hizo la evaluación económica y obtuvo diferentes indicadores económicos, dando el de mayor indicadores económicos y menor riesgo geológico la alternativa 1 seleccionada, que resulta positivos en todos los casos antes y después de impuestos.

Como cronograma a las actividades a ejecutar por el asignatario, tenemos la perforación de 13 pozos a partir del año 2020, la terminación de 14 pozos a partir de este año, del año 2019. Esto debido a que el pozo Yaxché-6 actualmente se encuentra en perforación y el asignatario únicamente contempla su terminación para esta propuesta de modificación al plan. La ejecución de una reparación mayor que consiste en reactivar un pozo exploratorio; el pozo Yaxché-1DL, la ejecución de 39 reparaciones menores, la construcción de 4 ductos, entre los cuales hay 2 gasoductos y 2 oleogasoductos, la construcción de 2 estructuras ligeras marinas, el taponamiento de 35 pozos y el abandono de los ductos e infraestructura asociada a esta modificación al plan.

Como comparación de los planes entre el vigente y esta propuesta de modificación, tenemos la actividad asociada a cada uno de los planes respecto al plan vigente y a la modificación al Plan de Desarrollo. Tenemos del lado derecho superior la comparativa entre las inversiones que se tenían contempladas en ronda 0 y la inversión contemplada para esta modificación al plan, viendo que se tiene un decremento en la inversión respecto a lo considerado. Tenemos respecto a los volúmenes a recuperar de aceite y gas también una diferencia. En la modificación al Plan de Desarrollo, el asignatario va por 73 millones de barriles, siendo que en el plan vigente tenía contemplado 139 millones de barriles. Respecto al gas tenemos un volumen a recuperar de 31.6 miles de millones de pies cúbicos y en ronda 0 el asignatario iba por un volumen de 92 miles de millones de pies cúbicos. El límite económico para la producción de esta Asignación es el año 2032.

Como cumplimiento del artículo 44 respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, dado que en esta Asignación se produce gas asociado, tenemos que se tiene un PAGNA aprobado por esta Comisión



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del 20 de junio del 2018. En dicha resolución se solicitó la actualización del calendario de 70 Asignaciones, entre las que se encontraba la Asignación Campo Yaxché y por lo cual el asignatario nos entregó dicha actualización. Y en esta modificación al plan da una actualización a este PAGNA aprobado. Tenemos que el asignatario en los primeros años ha ido cumpliendo con lo prometido respecto a la meta de aprovechamiento de gas anual y del año 2019 en adelante propone una meta de aprovechamiento igual o superior al 98%, que es la meta de aprovechamiento establecida. Esta actualización al PAGNA se evalúa por esta Comisión y no se considera una actualización, por lo que se mantienen los términos aprobados por esta Comisión.

Respecto a los mecanismos de producción de la medición de hidrocarburos, tenemos cómo se propone o cómo se establece la medición de los hidrocarburos para esta Asignación. La producción que se derive de los yacimientos de esta Asignación pasará de la infraestructura a construir a la estructura o al octápodo Yaxché-A. Aquí en esta plataforma llegarán corrientes de otras Asignaciones y la mezcla se irá posteriormente a la Terminal Marítima Dos Bocas, donde comenzará con el proceso de acondicionamiento y separación para posteriormente enviar el crudo al Centro Comercializador de Crudo Palomas o a exportación y el gas pasará al Complejo Procesador de Gas Cactus y al Complejo Nuevo Pemex para su medición fiscal.

Respecto al Programa de Inversiones, el rubro o el monto de inversiones total asociado a este proyecto es de 1,538 millones de dólares, de lo cual podemos ver que la mayor inversión se tiene para la actividad de desarrollo, en la cual se tiene la perforación de pozos, intervenciones de pozos y construcción de instalaciones. Y tenemos también la evaluación económica realizada por esta Comisión, donde se consideraron las siguientes premisas: la producción de aceite, la producción de gas, el gas a venta, el precio del aceite, la tasa de descuento del 10% y el tipo de cambio o paridad peso por dólar, con lo cual se tuvieron indicadores económicos positivos antes y después de impuestos y con lo cual resulta en un proyecto factible y positivo para el operador.

Como recomendaciones a esta solicitud de modificación al plan, tenemos respecto a la caracterización de yacimientos que se contemple o se pueda ejecutar la actualización de los modelos estáticos y dinámicos para ambos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimientos. Respecto al yacimiento del Terciario, para poder implementar algún proceso de recuperación adicional, no únicamente contemplar recuperación secundaria. Respecto al Cretácico, mejorar la caracterización de los cuerpos de sal para reducir el riesgo en las nuevas localizaciones, ya que hay localizaciones que van por la reserva 3P posible.

Respecto a los sistemas artificiales de producción, se recomienda realizar pruebas de bombeo neumático en los pozos existentes y nuevos con el objeto de poder mejorar el diseño y la optimización en la operación de este sistema artificial de producción. Con respecto a la terminación de los pozos, se recomienda madurar la alternativa o la opción de poder realizar perforaciones multilaterales en las formaciones del Terciario para poder obtener una mayor producción de hidrocarburos.

Respecto al control de flujo del agua, se recomienda analizar alternativas tecnológicas para el control del alto flujo fraccional de agua, sobre todo en el yacimiento del Cretácico y determinar o tener los análisis y estudios suficientes para poder obtener o estimar gastos críticos con más seguridad por pozo. Y respecto al abandono, establecer diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura, ya que el asignatario contempla el abandono de infraestructura junto con el abandono de infraestructura en el tiempo en que se abandonará infraestructura de otras Asignaciones en esta zona de la Asignación.

Como cumplimiento a la normatividad aplicable, después de realizar la evaluación de esta solicitud de modificación, se da cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, diversos artículos de los Lineamientos de Planes, al cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y cumplimiento a las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Derivado del análisis presentado, se propone este Dictamen Técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo asociado a la Asignación A-0373-M-Campo-Yaxché, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que se concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe alguna modificación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero Mejía. ¿Comentarios Comisionados? Adelante doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo. ¿El factor de recuperación del plan vigente al plan modificado cuánto bajó o cuánto subió? No sé. Sí hubo un cambio, ¿no?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Hay un cambio ahí sustancial debido a que gran parte de la reserva que se estimaba recuperar estaba en la parte del Cretácico. Sin embargo, el Cretácico en los últimos años tuvo una invasión más abrupta de lo que esperaban ellos y es lo que ha hecho que en parte también baje el factor de recuperación. Ahorita sacamos el documento para darle el dato preciso doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más otra vez voy a hacer el pequeño resumen de como pasó en la sesión anterior Bolontikú. En este yacimiento una vez más se hizo más pequeño el yacimiento por invasión de agua, yo creo que también por mala evaluación inicial del yacimiento. En esta parte lo que se propone ya con la modificación sería una recuperación de aceite de la propuesta inicial es menos el 52%. O sea, es el 52% de lo inicialmente planteado, es en aceite. Es el 34% de lo inicialmente planteado en gas. Sin embargo, la inversión está considerando el 61% de lo inicialmente planteado, estamos hablando en millones de dólares, o sea que no hay una diferencia en cuanto a la parte del cambio. ¿No? Entonces esto hace que pues la inversión, yo vuelvo a repetir, 61% en cuanto a la inversión. Sin embargo, la recuperación es 52%, o sea, en volumen de aceite 52% y en gas 32%. Esto si se cumple el plan que se tiene manejado y esto es porque —otra vez— el yacimiento se hizo más pequeño de lo inicialmente considerado en el plan original. ¿No?

Entonces yo insisto mucho porque ha sido mi punto desde siempre. O sea, la delimitación de los yacimientos no se está haciendo de una manera adecuada, aunque dicen que la parte dinámica siempre tiene mucho que ver. ¿No? Pero creo que en este tipo de yacimientos, yacimientos complejos, naturalmente fracturados, o sea, por fallas que tenemos aquí tan complejas, sí es importante hacer una delimitación de inicio. Y el manejo del agua, o sea, el gasto con el cual se están explotando los yacimientos, debe ser muy cuidadoso. Esa es mi conclusión, más allá del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

factor de recuperación. El factor de recuperación está bajando o está subiendo porque el volumen original está bajando, o sea, está decrecentando.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, es un ajuste que tienen ahí. Lo que comentaba yo lo podemos ver sobre todo porque los principales volúmenes estaban en el Cretácico. Si podemos ver la lámina 33. La situación que tienen es que también tuvo una invasión muy abrupta del agua. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero por qué? Porque no conocíamos y el gasto sube.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, ahí fueron dos factores. Uno ponderante es el empuje hidráulico que tiene el acuífero y la segunda es el régimen de flujo que va a tener la falla como tal. En este caso, en algún sentido no se tenía conocimiento del régimen de flujo que tenían estas fallas como fallas conductivas, en lo cual hizo que se propiciara la invasión hacia los pozos, que tiene que ver con el gasto crítico que se tenía establecido en ese momento. Y ese es un problema que tiene este tipo de yacimientos que son yacimientos naturalmente fracturados. Aunado a eso, pues obviamente pues la delimitación y la caracterización que se va dando con el tiempo pues ha demostrado que tenía unas propiedades o condiciones de volumen original diferentes a las que se estaban estableciendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, correcto.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Y también aquí en esta misma lámina, como lo ponemos dentro de las recomendaciones, es una zona que está altamente afallada y tiene muchos bloques por la sal. Entonces en esas zonas es muy importante que caractericen bien los cuerpos salinos porque eso les trae problemas en su interpretación sísmica, ya sea que no tengan la total certeza de los modelos estáticos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si podemos también poner la 37 Gustavo y ahí podemos ver el comportamiento del agua en la parte del Cretácico. Donde ahorita, les adelanto, se puede ver que a partir de lo que fue diciembre del 2012 teníamos el incremento del flujo fraccional de agua para lo que fue el Cretácico. Podemos ver que tiene una conjetura o se liga la disminución del aceite con el incremento del flujo fraccional de agua porque obviamente por la relación de velocidades de flujo pues eso imposibilita que siga en algún momento teniendo esa producción de aceite más las condiciones propias del yacimiento por el grado de madurez de su explotación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto, era mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 13 y siguiendo aquí el comentario de la doctora. Si vemos nosotros el plan vigente, decían que iban a perforar 14 pozos y en realidad se perforaron 3 y bueno, todos los otros datos están parecidos. Pero a mí lo que me llama la atención es que cuando ven ustedes inversión en derecha arriba, la inversión se cae desde el principio. Entonces si ven las rayas verdes, era lo pronosticado en el plan y las rayas rojas la inversión real. Entonces el problema se detectó desde el 2015, o sea, no es una cosa nueva de repente que rompió, sino esa es una cosa que se genera pues casi desde el 2015. Lo pueden ver en términos de la inversión o en término de los pozos. La pregunta que yo haría, oye, ¿que no deberíamos haber visto esto en el 2016?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, prácticamente. En la parte del seguimiento se tenía que haber detectado las variaciones. También aquí cabe señalar que los supuestos de modificación que tenían antes los antiguos lineamientos eran muy subjetivos y eran cualitativos, no eran cuantitativos y eso es un poco de lo que se hizo la modificación. Si bien sí dista diametralmente y a todas luces se tenía que hacer una modificación, también se fue mucho aquí porque teníamos hacia el 20% de la inversión



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

total. Entonces podía ser que el volumen de inversión en variación no fuera este volumen que representaban los lineamientos en su momento y por eso no lo daban. Y no teníamos en su momento variación en cuestión de la producción, hoy sí lo tenemos de manera puntual, donde tenemos la parte del 15% sobre la producción anual. Era antes sobre todo el proyecto, pero sí es un tema de seguimiento que se tiene que dar a todo este tipo de proyectos de forma más asertiva.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que en realidad si lo analizamos nosotros, en parte nosotros deberíamos haber prendido un foco rojo en el 2016 cuando no se estaban perforando los pozos, no se estaban haciendo las inversiones. Entonces perdimos nosotros tres años de producción ahí. O sea, creo que es una buena lección tanto para la empresa como para nosotros.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Definitivamente creo que es importante repetir lo que en la sesión anterior nos dijo el maestro Castellanos. La verdad es que el plan que se plantea depende de muchas suposiciones y de la caracterización que se tiene del yacimiento en cierto momento. El plan vigente que considera perforar 14 pozos definitivamente no se dio porque tuvieron información adicional y no necesariamente tenían que haber perforado los 14 pozos si no son necesarios perforar. Seguramente hay alguna componente financiera, pero el haber perforado 14 pozos hubiera sido un fracaso, no hubiéramos tenido más producción. De ninguna forma el haberlo seguido nos daba una certidumbre de mayor valor.

Entonces los planes lo que plantean es el cómo se maximiza el valor de los hidrocarburos, pero la maximización de valor de los hidrocarburos no tiene solamente que ver con el factor de recuperación y esa es la entrada para mi pregunta, porque hay una lámina en la página 18 en donde tenemos un desglose de los costos. Y bueno, hay que bajar costos. Una forma de maximizar es reducir costos y hay ahí dos actividades que se llaman general



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la parte de desarrollo y en la parte de producción. En la parte de arriba son 77 millones de dólares y abajo son 100 millones de dólares. Ahí abajo hay un letrero que posiblemente no muchos alcancen a ver de los que nos están oyendo, pero ahí abajo está la explicación de por qué son esos costos.

Entonces, por ejemplo, hay 26, ¿sí se puede hacer eso? Hay del orden y yo lo transformé a pesos. Se van a invertir 765 millones de pesos para cuestiones que tienen que ver con administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto. Entonces yo veo aquí un área de oportunidad muy importante, porque si sumamos los dos pues la verdad es que es una gran cantidad de dinero. Para mí está bien tal y como está, nada más simplemente quería enfatizar de que el proyecto no solamente trae factores de oportunidad o áreas de oportunidad relacionadas con factores de recuperación, también tiene que ver con costos. Obviamente pues esto es un proyecto no de producción compartida, es un proyecto de Asignación a Pemex, pero creo que tienen ahí grandes áreas con la posibilidad de disminuir. Cuando se hace la transformación a pesos, porque todo son millones de dólares, la verdad es que son cantidades bastante grandes. 765 millones de pesos acá abajo más lo que suman en la parte de arriba, pues pueden ser más de 1,000 millones de pesos en cuestiones que tienen que ver con la administración, gestión de actividades y gastos generales. Ya si hay, que posiblemente alguna respuesta sea que están incluyendo el software, que están, pero bueno. Simplemente nada más dejar en el tintero, adicional a lo que ya se comentó, lo que dijo la doctora Alma América del factor de recuperación y también ustedes lo dijeron que también hay aquí otra área de oportunidad. Para maximizar valor o incrementamos el factor de recuperación o bajamos los costos o más bien los dos, que sería lo que maximizaría. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pues que quede asentado entonces el comentario. ¿Verdad?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Nada más ahondando un poco en el tema, hay que recordar que estos campos son marinos, entonces en esos costos de general pues general lo que hacen ellos es que meten todo lo que es el costo de transporte en helicópteros, barcos, todo lo que es la compra de diésel y también el campo va a utilizar en la parte de lo que es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el Terciario bombeo neumático. Entonces para el bombeo neumático, dentro de lo que es producción, también se hace más grande porque está toda la compra del gas de bombeo neumático. Entonces por eso a lo mejor sí se ve grande, pero sí en todos sentidos sí se puede hacer una revisión para buscar optimizar los costos y así lo ponemos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que ya no lo quisiera comentar, pero operaciones de instalación son 66 millones de dólares y lo general cuesta más, cuesta 100.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, es que ahí está la compra del diésel, del gas de bombeo neumático.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces debería estar acá abajo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es que por rubro debe de ir ahí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, habrá que revisar. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, lo revisamos y vemos de alguna manera hacerles la recomendación más puntual de que algunos costos son susceptibles de hacerlos más eficientes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y es una recomendación general para todos los planes, en general, a lo mejor no hay necesidad de ponerlo. Pero precisamente yo creo que es el momento adecuado para comentarlo y seguramente nos están escuchando y pues verán. Ellos lo están haciendo día a día, nadie tiene que decirles, pero bueno, se ve ahí raro el como está planteado.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- De hecho, también ahí el gasto, por ejemplo, de los costos de abandono, para este campo en particular son como 275



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

millones de dólares para el gasto de abandono. ¿No? Una regla de oro más o menos sería como que el costo de abandono para todo el proyecto es como entre 0.5 y un dólar por barril de petróleo crudo equivalente producido, durante toda la vida del proyecto. En este caso, están un poquito arriba, como 30%, están como en 1.23 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, entonces también habría un área de oportunidad para hacer el abandono.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Un poquito arriba.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Un poquitito arriba, como el 30%.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno. Si no hay más comentarios, le pido al Secretario que dé lectura al punto de acuerdo, a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.72.002/19

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-0373-M-Campo Yaxché.

ACUERDO CNH.E.72.002/19

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,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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-0373-M-Campo Yaxché.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Roma Energy México S. de R.L. de C.V. para la modificación de la autorización sobre la perforación del pozo exploratorio terrestre Paraíso-A1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez, de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente, traemos a su consideración este asunto de modificación a la autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Paraíso-A1EXP del operador petrolero Roma Energy México S. de R.L. de C.V.

Dentro del fundamento legal y marco jurídico que sustenta esta solicitud, tenemos la Ley de Hidrocarburos, que otorga la facultad de la Comisión para emitir las autorizaciones o en este caso la modificación a las autorizaciones de perforación de pozos; la Ley de los Órganos Reguladores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Coordinados en Materia Energética, que señala las atribuciones de estos; tenemos el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que da las facultades al Órgano de Gobierno y a cada una de las Direcciones Generales de la Comisión; y, por último, los Lineamientos de Perforación de Pozos, donde vienen los requisitos y procedimientos para la modificación a la autorización de esta perforación de pozos.

Dentro de las generalidades de esta solicitud de modificación, tenemos que la perforación de este pozo ya fue previamente autorizada por la Comisión mediante la resolución CNH.E.11.003/19 del 25 de febrero de este mismo año. Posterior a eso, el operador Roma Energy nos solicitó una suspensión al cómputo del plazo para el inicio de las actividades de perforación de este pozo. Esta suspensión fue solicitada por cuestiones de permisos y cuestiones también con permisos en las áreas municipales y para el acondicionamiento de la pera para la perforación de este pozo.

Ahora, ahorita el pasado 5 de noviembre el operador nos está solicitando una modificación a la autorización de la perforación del pozo. Esta modificación es derivada de los resultados del análisis de geociencias del operador, ya que estos permitieron establecer que a nivel de la secuencia MXK 400 se puede tener un potencial económico petrolero adicional al objetivo principal MXK 300. Por lo que ellos están proponiendo la profundización de la localización Paraiso-A1EXP en 204 metros adicionales a la propuesta original, con lo que estarían logrando atravesar la secuencia completa, dando un total de 255 metros desarrollados en este objetivo MXK 400, que es en la formación Mioceno Superior. Entonces esto es lo que, de acuerdo al artículo 37 de los Lineamientos de Perforación de Pozos, por la cuestión de la profundización, el diseño, el cambio en el diseño de la perforación del pozo y la cuestión de incrementar la integridad del pozo, serían supuestos de modificación de acuerdo a los requerimientos del artículo 37 de los Lineamientos de Perforación.

Entonces este pozo está contemplado en el Contrato CNH-R01-L03-A16/2015. Tenemos que el objetivo geológico continúa siendo el mismo de la solicitud de autorización original. Estas son en el Mioceno Superior, donde se tiene programado atravesar seis objetivos de interés. Son los objetivos del MXK 100 al MXK 400 y van de una profundidad de los 1,032 metros hasta los 2,591 metros verticales. El hidrocarburo que se tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esperado es aceite mediano de 28 a 30 grados API y se espera una presión y una temperatura en el yacimiento de 82°C y una presión de 3,850 psi. La trayectoria del pozo es una trayectoria tipo "S" y se tiene una profundidad total programada de 2,824 metros a 3,127 metros desarrollados.

Aquí, de acuerdo a la información del operador, el inicio de la perforación está programada para el 4 de enero del 2020 y concluir la misma el 3 de febrero del mismo año. Son un total de 31 días. Y para la terminación, iniciar la misma el 4 de febrero del 2020 y concluir la misma el 12 de mayo del 2020, dando un total de 102 días. Aquí esta diferencia de días en cuestión de la perforación y de la terminación que parece muy grande en comparación con la perforación es derivado que para cada uno de estos intervalos de interés (que son seis) se tienen programadas actividades de prueba de producción y toma de información en cada uno de estos intervalos. El operador por cada uno de los intervalos tendría que efectuar disparos, efectuar la inducción del pozo en caso de ser necesario, hacer las actividades de aforo y la posterior toma de registros y toma de información de este pozo. Entonces, por cada una de estas actividades dentro de la terminación, el operador estaría llevándose aproximadamente de 15 a 20 días por cada intervalo de interés. Es por eso que se ve esta diferencia en los 102 días de la perforación, de la terminación, perdón.

Entonces con respecto a los costos, la perforación de tiene estimado un costo de 54 millones, es en pesos, y para la terminación 69 millones, dando un total para las actividades de 123 millones de pesos. Respecto a las características del equipo de perforación, se trata de un equipo terrestre, es el equipo GC-55, el cual cuenta con una potencia de 1,000 HP, un sistema de preventores y conexiones superficiales de control de 5,000 psi y una capacidad máxima de perforación de 4,000 metros. Pasamos a la siguiente. Bueno, tenemos un recurso prospectivo de 8 a 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 40%. Pasamos a la siguiente lámina.

Aquí tenemos la descripción de la trampa. Tenemos que corresponde de manera general a un anticlinal con dirección Noroeste-Suroeste. Presente componente estratigráfica. Son facies arenosas correspondiente a un sistema de depósitos deltaicos y en su parte estructural tiene un fallamiento de tipo normal hacia el Norte. Aquí podemos ver en la sección



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmica la trayectoria del pozo Paraíso, el cual estaría cortando los seis intervalos de interés. Podemos ver que estos, el intervalo MXK 400, que es el que se espera perforar, inicialmente únicamente se iban a perforar 40 metros a partir de la cima de este objetivo. Con la nueva modificación, se van a perforar los 204 metros que ya había comentado. Esto, para llevar a cabo esta actividad de profundización fue necesario modificar el estado mecánico, el cual vamos a ver en la siguiente lámina, porque en el diseño original esta profundización iba a reducir lo que es el factor de seguridad para la tolerancia al brote.

Ya con esta modificación, profundizando esta tubería de revestimiento de 7" a 1,600 metros, se logra obtener una tolerancia al brote mayor a 20 barriles, lo cual nos permite tener actividades o poder detectar la presencia de un brote, cerrar el pozo y activar el protocolo de control. Ya como resultado de la lámina, de la ventana operativa, podemos ver que respecto a la densidad del lodo programada y al gradiente de fractura, la curva de fractura, tenemos una ventana operacional amplia. Se tiene programado perforar la primera etapa superficial con lodos de 1.03 a 1.18 y posteriormente cambiar de lodo a emulsión inversa de 1.18 a 1.23 y para la etapa de producción tenemos un lodo de emulsión inversa de 1.23 a 1.33 gr/cm³. Pasemos a la siguiente lámina por favor.

Entonces lo que se evaluó en esta solicitud de modificación sería el cumplimiento al artículo 38 de los lineamientos y ya dentro de este el cumplimiento de los requisitos y elementos técnicos establecidos en el artículo 40 de los lineamientos. Este artículo nos solicita los diseños, lo que es el VCDSE, la actualización del programa de perforación y la actualización de registro administrativo del pozo. Se verificaron que contara con todos los elementos para esta modificación y se vio que hay una acreditación de los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos propuestos. Este pozo exploratorio Paraíso, como ya lo había comentado, ya se encuentra considerado en el Plan de Evaluación aprobado el 12 de abril de 2018 por esta misma Comisión. Se observa la utilización de la tecnología adecuada para la perforación del pozo.

Y respecto al cumplimiento del artículo 39 de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética vemos que, derivado de esta actualización de la información, se acelera el desarrollo del conocimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del potencial petrolero del país, además que, de resultar exitoso este pozo, se contribuye a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Además, de que se observó la utilización adecuada de la tecnología para exploración y extracción de hidrocarburos. Por mi parte sería todo, muchas gracias por su atención.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero Hernández. ¿Comentarios? Sí, doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya nada más tengo una duda, perdón. ¿El objetivo seis es el que están poniendo nuevo?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Profundizando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Profundizando.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí estaba en el objetivo original del pozo, pero únicamente planeaban perforar 40 metros de este objetivo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No. Nada más mi pregunta es hay un pozo que es el Paraíso, ¿qué es? 201, 301, no sé, ni veo.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- 201.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 201, que perforó y está como invadido de agua salada aparentemente ahí. ¿Ese no descubrió nada en ese objetivo?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No. Tenemos los pozos previos, el Paraiso-1 y Paraiso-2 fueron pozos invadidos de agua salada. El único pozo productor fue el Paraiso-101, pero fue en el Cretácico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, pero el 201. O sea, el 201 que está ahí. O sea, mi punto es de que ese no descubrió.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No, y fue a objetivos más profundos, fue hasta los 6,700 metros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no hubo prueba ni nada en ese.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No, no hubo prueba.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Porque el punto es de que si se va a probar y el otro pozo ya pasó sobre ese objetivo, aparentemente es algo paralelo y no hay ningún, cuando menos no se ve ninguna falla, nada geológicamente que los pueda separar. Entonces aparentemente el otro pozo pudo haber descubierto ya algún en ese objetivo. O sea, mi punto es: ¿están seguros que no?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque entonces si hay un descubrimiento, sí sería de este pozo. Esa es mi pregunta, nada más que lo chequen. ¿No? Para que no haya, porque es un nuevo operador. Entonces para que el otro pozo no haya descubierto, que se tenga bien el resultado del otro pozo porque a lo mejor el objetivo era más profundo, pero sí tuvo algún tipo de manifestación al momento de perforar este pozo y entonces si hay algún tipo de descubrimiento en este, nada más que se tenga quién descubrió el pozo. Ese es mi único punto. ¿Sí?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Las actividades de terminación. ¿Cuáles son las actividades? Me llama la atención porque son muchos días, 102 días.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí son 102 días. Como les comentaba, ya que haya terminado el pozo, es con una tubería de revestimiento esbelta, se le llama *tubingless*, es de 3 1/2". Se van a efectuar lo que es el lavado de pozo. Posteriormente, se va a retirar lo que es el equipo de perforación y se van a efectuar actividades de perforación sin equipo, sería con tubería flexible. Entonces cada una de estas bajarían a lo que es los intervalos propuestos hipotéticos y efectuarían operaciones de disparos. Posterior al disparo, tendrían que ver las condiciones del yacimiento, del pozo. En caso de que este no aporte por flujo natural, habría que utilizar tubería flexible e inducir con nitrógeno. Ya que se pueda inducir el pozo, que se tenga fluido, aceite constante, procederían a efectuar lo que es el aforo. El aforo, ya con flujo estabilizado harían la toma de información con pruebas de apertura, cierre y registros PLT, análisis PVT y todo ese tipo de actividades. Entonces ya en el programa, para cada uno de esos intervalos nos llevaría 15 a 20 días. Ya estos seis pues se puede ir de 90 hasta 120 días para la terminación. Esas son las actividades que tiene programadas el operador.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es la razón por la cual la terminación se hace tres veces más alta que la perforación. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Hay un detallito que dice en el documento de autorización habla de siete objetivos y aquí nada más hay seis, ¿o es un error de dedo en el otro?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- En el primer, en la solicitud original tenían un objetivo más, eran siete pero era un objetivo más somero. Era a 705 metros. Ellos ahorita en esta parte de modificación quitaron el objetivo más somero porque estaban, bueno, lo que ellos argumentan es que estaban muy cercano al plano de falla y que era un objetivo más somero. Ya con el objetivo el MXK 400 observan más interés comercial y por eso se quitó ese objetivo. Pero efectivamente, en el original eran siete objetivos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero entonces el nuevo documento debe decir seis objetivos.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, son seis objetivos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si no hay más comentarios, le pido al Secretario que dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.72.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica la autorización a Roma Energy México S. de R.L. de C.V. para realizar la Perforación del Pozo exploratorio terrestre Paraíso-A1EXP.

ACUERDO CNH.E.72.003/19

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36 fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13 fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que modifica la autorización a Roma Energy México S. de R.L. de C.V. para realizar la Perforación del Pozo exploratorio terrestre Paraíso-A1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:54 horas del día 5 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Septuagésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cazares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo

para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019

