



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:29 horas del día 25 de octubre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.1024/2018, de fecha 24 de octubre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que se aprobó en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, relacionados con el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, relacionados con el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva 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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muy buenos días a todos, Comisionado presidente, compañeros. Este es digamos un tema que puede ser una continuación de un tema que vimos muy recientemente. Y como vimos, en la sesión del 18 de octubre del 2018, se consideró este tema. El 25 de septiembre del 2017 se firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos CNH-R02-L01-A8.CS/2017 bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras correspondiente al área contractual 8 de la licitación 1 de la Ronda 2. Los contratistas son Pemex Exploración y Producción y Ecopetrol Hidrocarburos México, S.A. de C.V., siendo Pemex el operador del contrato. El contrato tiene una vigencia de 30 años. Durante el período inicial de exploración, los contratistas están comprometidos ejecutar 2,600 unidades de trabajo. El área contractual resulta importante dado que se ubica en la porción marina las Cuencas del Sureste con un alto potencial asociado de 448 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aceite ligero. Cuenta con una cobertura sísmica 3D al 100% y las áreas aledañas adjudicadas confirman alto valor en la región. Eso fue lo que se presentó en esa sesión.

El 18 de octubre del 2018 del Órgano de Gobierno aprobó el Plan de Exploración, así como el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto correspondiente al 2018. Sin embargo, en cumplimiento del contrato el pasado 28 de septiembre del 2018, el contratista solicitó autorización para su Programa de Trabajo y Presupuestos 2019. Entonces, al analizar la Unidad respectiva, cabe mencionar que no se realizaron ninguna prevención respecto a la solicitud presentada y por lo tanto es lista para ser presentada a esta Comisión. Entonces, con la venia del Comisionado Presidente, quisiera solicitar al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Unidad Técnica de Exploración, exponer el análisis realizado a este Programa de Trabajo y a este Presupuesto 2019.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Gracias, muy buenos días Comisionados. Como ya lo explicó el Comisionado Moreira, sometemos a su consideración esta opinión técnica tanto del Programa de Trabajo como el Presupuesto 2019 para este contrato. La siguiente por favor.

Nos vamos a los fundamentos legales, no me voy a meter a detalle, ya los hemos visto. Nada más para recordarles a los Comisionados y al público es que esta área que ustedes ven en color rojo es el área 8 que ahorita vamos a hablar de su programa y de su presupuesto para el 2019 y este es un área que tiene, es un área contractual donde está Eni como operador. En esta otra que estamos viendo aquí a la derecha es Capricorn y arriba tenemos un área contractual de Repsol. Abajo tenemos un área también de Pemex, que es el área 13 y la de Deutsche en este sector. Entonces este es el área contractual. Seguimos.

Está en aguas someras en un tirante de agua de 100 a 590 metros aproximadamente en frente a las costas de Tabasco y Veracruz. Lo que ustedes están viendo son las actividades que se hicieron para el 2017 y lo que están haciendo para el 2018. Básicamente fue la contratación de licenciamiento de información sísmica que vemos aquí en color más verde, donde vemos que prácticamente cubre toda el área contractual. Y los estudios o inicio de estudios exploratorios que más a detalle vamos a ver tanto la interpretación sísmica para los plays establecidos en el Cenozoico en esta área. La superficie es más de 586 km². Seguimos por favor.

Y este es el cronograma nada más, ya aprobado en la sesión anterior que el Comisionado Moreira les comentó de la semana pasada. Entonces en este cronograma se ven los escenarios A y escenarios B presentados por el operador. El escenario A es en color verde, básicamente son los estudios exploratorios que ustedes están viendo desde el 2018 hasta el 2022. Y el escenario B incluye estas mismas actividades más todo lo presentado aquí en cuadros de color gris. Si vemos este calendario de actividades, para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2019 se traían interpretaciones sísmicas tanto del Cenozoico como del Mesozoico y lo que se está viendo es que va a terminar aproximadamente en noviembre de 2019 y aparte, a partir de ahí con esta información con toda la interpretación que hagan van a empezar en diciembre a visualizar y obviamente a jerarquizar las oportunidades en el área de estudio. Pasamos a la siguiente por favor.

Esto nada más es un detalle, la tabla de arriba es un detalle de lo que les platicaba yo de 2019, esta actividad e interpretación sísmica que viene desde 2018 y la evaluación de recursos prospectivos. El operador va a ejecutar el escenario A completo con lo cual daría cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo que son 2,400 unidades bajo contrato. Y esto no implica que en este caso Pemex pueda ejecutar el escenario B, dependiendo de los resultados que tenga sobre todo en la interpretación sísmica de la cual hablamos. La tabla de abajo muestra las subactividades divididas básicamente en general, que es la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto que cubre todo el año 2019; y la subactividad de geología, que son estudios geológicos regionales también prácticamente todo el 2019, exceptuando el último mes, y los estudios geológicos a detalle que se comenzarían en diciembre del 2019. Adelante por favor.

Respecto al anexo cinco del contrato, bueno, les decía se establecieron estas unidades. Dije 2,400, son 2,600 durante el período inicial de exploración. Y ya con las actividades que están haciendo desde 2017-2018, básicamente están cumpliendo con estas unidades de trabajo, con el compromiso mínimo de trabajo de 3,051 más 300 de estas en este 2019 de estas actividades que hemos platicado, pues cubriría completamente el compromiso mínimo de trabajo para esta área. Adelante por favor. Y ahora si me lo permiten vamos a ver la parte del análisis del presupuesto. Si me lo permite, voy a dar la palabra a la maestra Bertha Leonor Frías, Directora General Adjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Directora, adelante.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias doctor. Buenos días Comisionado presidente, Comisionada, Comisionados. El presupuesto que está proponiendo Pemex para este año



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2019 asciende a 2,652,000 dólares. Como comentaba el doctor Faustino, las actividades, las subactividades petroleras que está proponiendo son básicamente general y la actividad petrolera tal cual es geología dado los estudios que está planteando. También como comentaba el doctor Monroy, la diferencia también entre las inversiones de ambos escenarios del escenario A y del escenario B es ninguna para el 2019. Es exactamente la misma inversión, independientemente de cualquier escenario. Por lo que la diferencia, bueno, eso es en cuanto a los dos escenarios es lo mismo, la inversión es la misma. Ahora bien, nosotros lo que realizamos fue el ejercicio de la diferencia porcentual respecto a cómo impacta esta propuesta el Programa de Inversiones que se aprobó en la sesión anterior. El impacto es ninguno, es exactamente la inversión la que está proponiendo. También hicimos el análisis de rangos de referencia. A nivel de subactividad, estas dos subactividades entran dentro de rango, no tenemos ninguna diferencia al respecto. De manera que a nivel de presupuesto nosotros podríamos estar concluyendo que se cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 12.1 del contrato respecto a congruencia, a que este resulta razonable, es consistente con los requisitos del contratista y se enmarcaría dentro de las mejores prácticas de la industria. Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. La siguiente por favor. Bueno, entonces el Programa de Trabajo como vimos básicamente lo que va a hacer el contratista en cuanto a la interpretación sísmica es la base para seguir todos los demás escenarios, ya sea el escenario A o el escenario B. Lo que van a tener es una cartera de oportunidades, de proyectos que van a tener que jerarquizar y recordemos que en esta área pues estamos en una etapa de evaluación del potencial donde no hay más información más que la información sísmica y obviamente los modelos. Entonces creemos que es adecuado el Programa de Trabajo para 2019 y es parte de todo el programa que tiene el contratista para esta área, cumple en términos de la cláusula 10.1 esta actividad, además se alinea con las mejores prácticas, el reproceso de la sísmica que están proponiendo es de última tecnología y la estrategia exploratoria obviamente va encaminada a reducir la incertidumbre y precisar el riesgo geológico en toda el área. Y en cuanto a las unidades de trabajos, pues ya vimos que prácticamente de las cumplieron a esta fecha. Eso es todo lo que tenemos Comisionados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.
Comisionado ponente, ¿algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues nomás quizá recordar la importancia de esta área y por otro lado que con esto ya como que entramos en una cosa más estructurada de que presenten el programa 2019 antes de que ocurra el 2019. Entonces creo que es un alcance – ¿cuál será la palabra? – que nos permita ya iniciar un área muy interesante y que nos puede dar muy buenos resultados. Entonces quisiéramos recomendar a la Comisión en este caso la aprobación del Programa de Trabajo primero y el presupuesto después.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Colegas Comisionados, está a su consideración. ¿Algún comentario? Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Esto es, ya lo hemos estado revisando, un área de exploración y requiere un conjunto de actividades, como dijo el doctor Faustino, que permitan reducir el riesgo antes de perforar un pozo. Siempre existe esta visión de poder adelantar producción. Posiblemente algunas de las actividades puedan reducirse en tiempo, pero no los podemos saltar. Las actividades tienen que darse de tal forma que se tenga una máxima certidumbre de que el pozo exploratorio pueda llegar a encontrar hidrocarburos. Si visualizamos este caso en específico, pues estaremos esperando producción 2022-2023, pero ese es el negocio petrolero. No hay posibilidad de tomar atajos para tener una producción temprana en este tipo de bloques. Ese es mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Néstor Martínez. ¿Alguna otra observación? Secretaría Ejecutiva, por favor.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.57.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo para 2019 relacionado con el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, del contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.57.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2 y 10.4 del Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo para 2019 relacionado con el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al citado contrato.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.57.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto para 2019 asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración de Pemex Exploración y Producción, del contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.57.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato del Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2019, relacionado con el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al citado contrato.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, Comisionado, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias. El 8 de diciembre del 2017 se firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos CNH-R02-L03-VG.01/2017 bajo la modalidad de licencia EN yacimientos convencionales terrestres correspondientes al área contractual VG.01 de la licitación 3 de la Ronda 2. El contratista es Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración y Producción de México, S.A. de C.V. El contrato tiene una vigencia de 30 años a partir de la fecha efectiva. El área contractual cuenta con una superficie total de 99.25 km². Pertenece a la Cuenca de Burgos y se ubica en los Estados de Nuevo León y Tamaulipas. El bloque cuenta con cuatro campos petroleros Carlos, Picadillo, Llano Blanco y Carlota. El 9 de agosto del 2018, el contratista presentó la actualización de su Programa Provisional para el periodo 2018-diciembre 2019, con la finalidad de mantener la producción de los 40 pozos que se encontraban en operación a junio del 2018. Esta área también es estratégicamente muy importante, porque es un área de gas húmedo y cuando van a ver ustedes los datos del gas que se está extrayendo de esta área, es un gas que tiene importantes volúmenes de etano, butano, propano y además tiene líquidos de gas natural. Entonces no solamente estamos extrayendo gas, sino estamos extrayendo precursores petroquímicos y estamos extrayendo insumos para la parte de refinación. Entonces es importante por eso, porque nos demuestra la continuación de la formación de Ilford hacia el territorio mexicano y entonces pues es interesante ver la potencialidad de esta área como la van a ver ustedes. Con la venia del Comisionado Presidente, quiero solicitar al maestro Daniel Mena, Titular de la Unidad Técnica de Extracción, exponer el análisis realizado a esta solicitud.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muy buenos días Comisionados. Con su venia me permito presentar la actualización al Programa Provisional contrato CNH-R02-L03-VG.01/2017. En junio del 2000, perdón, en agosto del 2018 la empresa iberoamericana realizó la solicitud de actualización del Programa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Provisional. En ese mismo mes la Comisión aprobó la extensión de la vigencia del Programa Provisional. En ese mismo día, el 28 de agosto del presente año, la CNH emitió la prevención de información, la cual fue atendida en septiembre y se solicitó una comparecencia para atención a comentarios que quedaron solventados en el mes de octubre.

Las características generales adicional a lo que comentó el Comisionado ponente. Con estos 99.252 km², vigencia en el contrato de 30 años en la modalidad de licencia. No tiene restricción la profundidad para la exploración y la extracción y los yacimientos son el Eoceno Queen City, Eoceno Quick Mountain, Eoceno Yegua, Eoceno Wilcox y es un tipo de hidrocarburo gas húmedo. Se encuentra ubicada esta área contractual 1 a 55 km al suroeste de Reynosa. Actualmente cuenta con 88 pozos perforados y la producción de agosto del presente año fue de 2.18 millones de pies cúbicos por día.

Se mencionaba que lo que se busca con la actualización del programa es precisamente la continuidad operativa de las instalaciones existentes en los campos Picadillo y Carlos que se muestran en la gráfica del lado derecho; mantener estos 40 pozos en producción; revisar los pozos inactivos y tomar la información necesaria para la reactivación de los campos Carlota, Llano Blanco y algunos pozos de los que ya están operando que son Carlos y Picadillo y ahí están los cuatro campos mencionados; así como la identificación de áreas de oportunidad para planes de corto y mediano plazo en el Plan de Evaluación y de Desarrollo.

El alcance prevé la perforación de cuatro pozos de desarrollo que están mostrados en la gráfica derecha en color verde, esas localizaciones, 12 reparaciones mayores que están en color azul. Y mencionaba que se pretende evaluar los pozos inactivos, utilizar el sistema artificial de producción, van a hacer algunas pruebas, tomas de información a pozos activos y la construcción de infraestructura necesaria para precisamente la producción de los cuatro campos. La actualización contempla una erogación de 17.78 millones de dólares y se estima recuperar 3.234 miles de millones de pies cúbicos de gas y 37.41 miles de barriles de condensado y ahorita mostramos las características de este condensado.

Con respecto a las actividades de la actualización del Programa Provisional, se puede ver destaca que se requiere hacer vías de acceso, por eso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aparecen fracciones para más o menos un kilómetro de reparación de áreas. La perforación de cuatro pozos que se estiman hacer más o menos entre 20 y 25 días cada uno de ellos están previstos dos y dos. Las reparaciones mayores, que básicamente son cambios de intervalos y algunas otras actividades como el tendido, la construcción y el tendido de ductos y la realización de las pruebas de producción y el mantenimiento de la infraestructura existente.

Para ello se requieren inversiones tanto en la parte de desarrollo como de producción. Pueden ver que la parte de perforación es el rubro más grande con 12, un poco más de 12 millones de dólares y lo demás es para la infraestructura que se requiere y el mantenimiento de la misma, así como alguna parte de la operación rutinaria del área. Adelante por favor. Bueno, perdón, regresa. El total de la inversión requerida está desglosada por año. El total de ambos es 17, 774,425 dólares.

Este es el perfil de producción esperado. La parte en rojo oscuro es la producción real registrada, luego tenemos un periodo que nosotros pues lo complementamos porque pues es el periodo entre que inicia la actualización y extensión del programa que estamos presentando, que es por 12 meses. Sería de diciembre del 2018 a diciembre del 2019 y se puede ver la producción de los dos campos. Separamos en un tono más claro lo que es la producción del campo Carlos y en achurado lo que sería la producción de Picadillo. Se puede ver el efecto de las 12 reparaciones mayores y posteriormente mencionaba que se perforan los cuatro pozos y también se ve el efecto a finales del 2019.

Con respecto al condensado. Ah, es importante mencionar que la producción tiene aprobado puntos de medición provisionales y finalmente todo esto se lleva hacia el punto de medición, se aplica la metodología de acuerdo al séptimo transitorio y el punto de medición aprobado es el Km. 19. Con respecto ahora sí a los condensados, este es el pronóstico que mencionaba el doctor Moreira. Se ve un volumen importante, sobre todo porque pues es el área como podrán ver históricamente prácticamente no tiene producción de condensados. Sin embargo, con la actividad que se tiene prevista – las reparaciones mayores, así como la perforación de estos cuatro pozos – se espera alcanzar del orden de los 150 barriles por día. Y esto es importante porque en la siguiente lámina se puede ver que con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

base en los cromatográficos del gas natural que presentó el contratista, este sería el contenido en porcentaje mol de los dos campos en metano. Vamos a hablar de Picadillo, pero son valores muy similares. De metano el 84.36%; de los precursores para petroquímica que son el etano, el propano y butano un 12%; en cuanto a pentágonos y más pesados un 2.2%; y algunos otros componentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono, pues es el restante 1.44%. Entonces si bien los pronósticos de producción y – repito, usando los cromatográficos que presenta la operadora durante la extensión de este Programa Provisional – se estima recuperar los siguientes volúmenes. Por ahí se utiliza un factor para el etano líquido a gas que nos permite ver que de metano se pudieran recuperar 2,737 millones de pies cúbicos, pero de los precursores de petroquímicos que me refiero al etano, propano y butano, se pudieran recuperar hasta 244,000 barriles en ese periodo de un año. Y otros líquidos del gas natural, pues 39. Y esto es parte de lo que mencionaba al inicio de la presentación del campo el doctor Moreira la importancia. Si, por favor doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera señalar la importancia de lo que estamos viendo. O sea, nosotros vemos el caso de los precursores petroquímicos. El etano es el principal detonador de la industria petroquímica: etano, etileno, polietileno, los plásticos. El propano y butano también tienen sus propias cadenas, pero es el gas LP el que se distribuye a nivel de todo el país para pues muchos de los hogares. Entonces es el cual estamos importando. Entonces en la parte primera es muy importante por su parte petroquímica y por su parte combustible y luego entramos a los líquidos del gas natural que son las naftas y las gasolinas naturales y que generalmente se van a refinación. Y tienen una gran ventaja porque son llamémosle superligeros, nos ayudan a que el petróleo pesado baje su pesadez, llamémoslo así, sube sus grados API y es más fácil de refinar. Entonces eso nos lleva a esas dos ventajas. No es tanto, con esto no es suficiente como para construir una planta petroquímica, pero sí te dice que en la zona puede existir reservas suficientes para poder tener importancia petroquímica después, pero ya desde ahorita a la parte del gas LP pues estaría disponible después de pasar por los centros procesadores de gas, que además es importante esto porque está muy cerquita del centro procesador de gas de Burgos. Entonces como que es un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

campo interesante y donde nos señala que esa zona puede tener mayor potencial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Hecho esta aclaración precisamente, lo relevante y es la siguiente lámina algunas recomendaciones de que se ponga especial énfasis durante las pruebas de producción en la evaluación del potencial de los condensados o de los condensables en este caso para esta área contractual 1, que precisamente nos mostraría el potencial cercano a allá Reynosa. Y lo mismo en la parte del gas, pudieron ver que los pronósticos, resultado de las reparaciones mayores y las perforaciones, es alto. Obviamente esta es precisamente una etapa provisional y lo que se espera es pues dar certidumbre a estos pronósticos tanto de gas como de condensados.

Se da cumplimiento a la normatividad aplicable que es el artículo 39, cláusula 4.1 del contrato y artículo 24 y anexos 6 de los lineamientos sobre promover actividades de extracción, evaluar el factor, utilizar la tecnología más adecuada, dar continuidad operativa, procurar el aprovechamiento y el cumplimiento del 42 de los lineamientos. Por mi parte ese sería el resumen de la parte técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, muchas gracias. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón, no sé si...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente, ¿algo más? ¿No?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Bueno, esta última parte que se nos presentó que es el cumplimiento de la normativa aplicable me parece de suma importancia para el Órgano de Gobierno porque es precisamente lo que debe considerar para dar por aceptado esta propuesta de actualización. Yo le pediría al área jurídica si nos puede desagregar un poco más este fundamento para saber en base a qué cláusula, qué dice la cláusula y qué dicen los lineamientos. Porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realmente el artículo 39 que ahí se menciona no hace referencia precisamente a la actualización, sino que es un fundamento general. Creo yo que es más bien la cláusula 41, digo, sin decir que eso está incorrecto. Más bien creo que es la 4.1, perdón, la que dice claramente este supuesto que nos toca hoy revisar y en su caso votar.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Sí Comisionado. Buenos días. Efectivamente hay un fundamento contractual y un fundamento en la normativa aplicable. El fundamento contractual es la cláusula 4.1, donde se habla de la necesidad del contratista de implementar a partir de la fecha efectiva un Programa Provisional que sea previamente aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Después, y esto viene reseñado en la resolución, existió un acuerdo por parte del Órgano de Gobierno que fue emitido en junio del 2018 mediante el cual se estableció en su considerando séptimo que los contratistas deberían de actualizar su Programa Provisional en los términos en los que lo está haciendo en esta ocasión el contratista. Y se estableció que tenía que ser aprobado por el Órgano de Gobierno y también los tiempos que son acordes a lo que presentó el ingeniero Mena, es decir, que tenía que tener una extensión. Esta extensión tendría que tener una vigencia de 12 meses. Entonces ese sería el fundamento contractual y después fue abastecido por un acto administrativo emitido por este propio Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias abogado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Néstor Martínez, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Una duda con respecto a la gráfica de condensados. Hay una gráfica ahí donde se presenta el comportamiento del año 2018 y después el comportamiento de 2019. Si la quisieran poner por favor. Ya la pasaste, dos, la que sigue. Esa. Ahí lo que se observa es que en el año 2018 pues no hay producción de condensados, pero a partir de 2019 se va hacia arriba la curva y se plantea que en un año se van a producir



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

37,000 barriles de condensado. Es lo que dice la gráfica. ¿Por qué ese comportamiento? ¿Cómo se explica ese comportamiento?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No entendí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En el año 2018 se ve una curva que está casi plana, ¿no? Pero a partir de, no sé, noviembre de 2018 empieza a haber un incremento muy fuerte de condensados, de medición de condensados, llegando hasta diciembre de 2019 a tener una acumulada de 37.41. Ahí lo dice, acumulado diciembre de 2018 a diciembre de 2019, 37.41 miles de barriles, o sea, 37,000 barriles en un año. Entonces bueno, es extraña la gráfica. ¿Cómo es que en el siguiente año se van a obtener tantos condensados?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ.- La línea verde que vemos en el año 2018 representa el pronóstico que realizó el contratista para su primer año del Programa Provisional. No tenemos una medición real porque se comercializa como un gas rico. No hay instalaciones para el manejo de fluidos actualmente en el área.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No hay medición.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ.- Sí hay medición, es un punto provisional pero no de los condensados. Actualmente lo comercializa PEP. Derivado de la información que ha obtenido el contratista, en la estación de recolección de gas 1 que está ahí realizó una medición trifásica y obtiene una relación para obtener los volúmenes de condensados y es que así plantea el pronóstico para el próximo año de su Programa Provisional.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A ver, voy a elaborar un poco más. Estos yacimientos fueron descubiertos hace más de 50 años. La definición de gas en condensado se da porque en los pozos, además del gas, se producen líquidos. Eso pues puede ser una bendición como decía el doctor Moreira porque pues tienen valor alto todos esos condensados, pero también es como una maldición para la cuestión de la operación, porque esos líquidos se acumulan en los pozos y después de un cierto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tiempo de estar operando los matan decimos en el campo, ¿no? Porque la contrapresión de esos líquidos en el colgamiento lo inhiben el flujo. Lo que vimos en el Programa de Trabajo es que van a inyectar pues ciertos productos químicos, ¿no? Les llamamos Alka Seltzer en el campo para liberar todos esos condensados, pero hay otros procedimientos. Pero además también desde el inicio de la explotación, y seguramente lo que viene adelante, se van a tener que seguir haciendo las estimulaciones, los fraccionamientos necesarios para que el flujo llegue mucho más fácil a los pozos. Entonces este tipo de yacimientos traen esas dos problemáticas: formaciones de baja permeabilidad y el problema del condensado en los pozos que hay que estar muy atento para que no los taponen, para que no los maten.

El matar es un término que se utiliza en el campo, pero no necesariamente el pozo se echa a perder. Se hace una estimulación, se quitan los líquidos y vuelve a producir y es un círculo constante. Entonces bueno, los condensados en superficie son función de la composición de los hidrocarburos en el yacimiento. Y lo dijo bien, lo explicó excelentemente el doctor Moreira en el sentido de que, si los hidrocarburos tienen más componentes de etano, propano, butano, hexanos, heptanos y más pesados, pues vamos a tener líquidos en superficie. Pero esos líquidos no cambian en el tiempo, más o menos se mantienen constantes a no ser que hubiera alguna condición de a lo mejor un yacimiento de gas y condensado, que es diferente a este que ustedes están manejando aquí. Entonces yo no veo la razón por la cual deba haber un comportamiento de cambio abrupto de un año a otro en los condensados, por eso es mi pregunta.

En 2018 la acumulada que es la negra que está ahí se ve que va incrementando, va incrementando, va incrementando, pero llega a una producción acumulada – según la línea de la ordenada del lado derecho donde dice producción acumulada – de menos de 5,000 barriles. Pero en el año 2019 se obtienen 37,000 barriles, entonces cuál será la situación que está planteando. Y hay dos líneas ahí, una medio clarita y otra verde que incluye las reparaciones mayores, la terminación de otros pozos, etc., etc. Entonces no sé si los pozos que van a perforar o las reparaciones consideran pozos que tienen mucho mayor cantidad de condensados que los que teníamos en 2018, eso podría ser una explicación. Pero estoy planteando ideas, pero no sé si ustedes tengan alguna idea de por qué



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tenemos esta situación, porque además es muy buena para la rentabilidad del campo. Recuperar 37,000 barriles pues representa una buena cantidad de recursos, aunque bueno, finalmente es muy poquito, ¿no? Y ya para dejarles la palabra, cuando hablaban hace rato del metano pues por ejemplo un contrato que tienen Pemex maneja 66,000 barriles por día de metano y aquí lo que se obtiene en todo el año son dos días de lo que se requiere. Pero bueno, habría que sumar todos los otros campos, ¿no? Y buscar el potencial. Nada más que están en el norte y necesitamos el metano acá al sur, ¿verdad? Pero bueno, les estoy dando tiempo para que ustedes tengan la respuesta. Adelante por favor.

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

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Buenos días Comisionados. De acuerdo con la información que nos presentó el contratista y de las diferentes reuniones, el pronóstico de condensados lo atribuyen 100% al incremento en la actividad dado que hay cambios de intervalo, también en la optimización de justamente estos llamémoslos sistemas artificiales, bueno, más que sistemas artificiales métodos para descargar el líquidos, los condensados que se pueden llegar a acumular en el pozo, lo cual puede incrementar tanto la producción de gas y al descargar este líquido incrementar también la producción del condensado. Entonces en resumen los pronósticos los atribuyen 100% al incremento de actividad que tienen programado para el año.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Doctora Comisionada alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Solamente que si me pueden aclarar. En esta es un Plan Provisional en donde es la continuidad operativa, sin embargo, yo observo que también van a hacer una evaluación. Van a evaluar todos los pozos inactivos, van a hacer un cálculo de reservas, supongo que van a hacer algún tipo de estudios de caracterización que no lo dicen, pero al final de cuentas dice cálculo de reservas y estimación producción. Van a hacer yo supongo algún tipo de caracterización estática/dinámica, para hacer sus simulaciones para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte de estimaciones de producción, etc. Entonces al mismo tiempo que están haciendo un Plan Provisional están haciendo una evaluación de su yacimiento. ¿Es correcto?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Si, las actividades enfocadas a la evaluación es sobre las formaciones que han sido tradicionalmente productoras en los campos y justamente están haciendo como esta combinación entre la continuidad operativa y el evaluar el potencial remanente justamente de esas formaciones dentro del área contractual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Digo, también veo ahí que van a terminar cuatro pozos, lo cual significa que están haciendo actividades de desarrollo y está bien, yo no lo veo mal. De hecho, el caso o la ponencia que me toca a mí al final de esta sesión es un Plan de Evaluación o Plan Provisional también como este que traía muchas actividades incluyendo la perforación de pozos. Pero el contratista al ver que no se le iban a acreditar unidades de trabajo dijo, "no, no, espérense, entonces ahorita le entrego el provisional y ya después vemos o hablamos del Plan de Evaluación". Aquí este es Plan Provisional, ya va a evaluar, va a mantener la continuidad operativa, se ve que hasta va a incrementar producción y ahí marca que va a terminar cuatro pozos. La verdad yo lo veo muy bien, ¿no?

Yo no sé si después vamos a ver si se pueden acreditar unidades de trabajo porque el provisional no las considera, pero desde el punto de vista de actividad, de inversiones y de incrementar la producción de este país, si estos datos dan bien que yo creo que sí 14 o 16 pozos que van a meter ahí para llevar la producción de 10 barriles por día a 150 que equivaldrían más o menos así en números redondos a 10 barriles de cada uno de estos pozos, yo lo veo, así sin meterme mucho a los datos lo veo consistente, a lo mejor hasta un poquito conservador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias maestro Franco. Doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me gustaría ver la parte de información previa que existía, porque eran como que campos ya marginales. Entonces no sé si por esa razón ya las mediciones, la cromatografía, como que ya no se estaba haciendo pues digamos con la frecuencia debida. Entonces yo no sé si lo que demuestra eso no es tanto que de repente se va a disparar, sino sencillamente no teníamos suficiente información, porque en realidad todo esto se vendía y se procesaba como gas rico. En otras palabras, pues era un gas llamémosle húmedo y hasta ahí llegábamos. No sabíamos exactamente cuál era la composición de los diferentes productos. Entonces no sé si lo que refleje esto es información más que un gran cambio. El gran cambio ha sido realmente las reparaciones y los pozos, eso es lo que va a provocar todo, pero el extrapolar para atrás no estoy tan seguro. Habría que checar si verdaderamente tenían la información de la composición del gas previo a esto, más que una definición grandota como gas rico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Quién toma la palabra? Ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. No, por favor, por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes doctor Martínez. ¿Quiere hacer algún comentario?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Comentamos hace rato que estos yacimientos tienen produciendo más de 50 años, 54-55 años. El Plan Provisional se genera porque hay un nuevo operador y el operador está conociendo cómo está la operación fundamentalmente y también revisando todo lo que es la caracterización y seguramente que hay muchos análisis cromatográficos durante todo ese tiempo de explotación, pero la composición va cambiando en el tiempo en el yacimiento por cuestiones del flujo. Mi comentario es que tienen un determinado tiempo para tener un conocimiento para después, que es lo que se llama el Plan Provisional, para después llegar al Plan de Desarrollo. Pero es "hasta", ¿no? Tienen tiempos delimitados, "hasta" un año, lo pueden hacer extensivo por más tiempo, pero lo más importante para la maximización sería tener el Plan de Desarrollo. ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero como digo bien el Comisionado Franco, ahorita están en el Plan Provisional, pero ya están desarrollando, ya están perforando pozos. Seguramente, y ese es mi deseo, es un planteamiento, aunque la ley les da toda la posibilidad del tiempo, que ojalá antes de que termine el tiempo del provisional pues no puedan traer un Plan de Desarrollo. Hay gran potencial de la lectura de la información que nos enviaron. Cuando desarrollaron toda esa área, tuvieron muchos pozos secos y esos pozos secos posiblemente algunos sean debidos a cuestiones de terminación, de cuestiones que tenían que ver con la eficiencia del fracturamiento hidráulico que en aquel tiempo se hacía en los campos. Entonces creo que en la medida que Iberoamericana (que es la que tiene el contrato) conozca más la operación y el comportamiento del yacimiento, seguramente nos va a traer una buena sorpresa con incrementos importantes en la producción. Esto que estamos viendo me parece ser que solamente es la punta del iceberg de algo que puede incrementar la producción mucho más de lo que están presentando aquí en este programa, del cual estoy totalmente de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Solo para concluir este análisis, creo que la importancia del área lo pudieron visualizar muy rápidamente. Recuerden son casi 100 km² y año 88 pozos en estos cuatro campos Carlota, Llano Blanco, Carlos y Picadillo. Pueden ver que hay de dónde buscar estas áreas de oportunidad que menciona la empresa. Y sobre el tema de condensados sí es importante ponerle atención, entiendo el cuestionamiento del doctor. Cuando se hace un cálculo teórico basado en la cromatografía que también ya vimos, siempre el estimado es mayor. Se obtienen ahí las fórmulas del API la 14.5 para hacer la terminación, pero normalmente pues de manera teórica salen volúmenes mayores de los que realmente se pueden medir. Y por eso cerrábamos el análisis con esta recomendación de que en el tema de condensados pongamos especial atención para ver cuál es realmente el potencial, que no se ve tan fuera de orden por los números que se presentan. Pero bueno, esa es la importancia del área, por donde está ubicada y por la historia que tiene de más de 50 años.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por ejemplo, todos estos análisis de las sartas de velocidad, todo lo que están planteando, les van a permitir entender mucho más la operación y tener durante más tiempo los pozos abiertos. Los estranguladores de fondo, los productos químicos que se inyectan en forma continua, todo eso va a hacer que la operación sea cada vez más eficiente. Y obvio necesitan conocerlo, ¿no? Necesitan operar. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Abogado, Director General Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionados, buenos días. Únicamente para hacer un complemento al comentario del doctor Néstor, estos contratistas que vamos a ir viendo de las actualizaciones a los Programas Provisionales de la 2.3 tienen por obligación presentar seis meses a partir de este diciembre la propuesta de Plan de Desarrollo completo. Entonces tendrán aproximadamente a partir de hoy unos siete meses para estar ya terminando sus Planes de Desarrollo, presentarlos a la Comisión y de ahí el plazo de ley que tenemos nosotros para en su caso aprobarlos. Entonces a lo mucho tendríamos 6-7 meses con los Programas Provisionales sin contar con el Plan de Desarrollo ingresado en la Comisión en campos que producen de la 2.3.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Por ejemplo, este caso que es un Plan Provisional y ya trae actividades de evaluación, son estas reparaciones, etc., y que trae de desarrollo, trae dos pozos por ahí. Por ejemplo, ¿cuáles son las unidades mínimas de este contrato? No se contabilizan las que hace en el Plan Provisional, se van a contabilizar las que ponga en el de evaluación o al de desarrollo, que generalmente siempre es de evaluación o de exploración. Pero imagínate ahorita ya hace cuatro terminaciones de pozos. Eso significa que los va a perforar y luego los va a terminar. ¿Esas unidades de trabajo se le van a acreditar o no? Está incrementando la producción del país, está invirtiendo, le está adelantando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades que es lo deseable y no vaya a ser que por un tema pues contractual, legal o algo por ahí no se le reconozca esas actividades, porque acuérdense que la filosofía de entrar a estas áreas y poner un trabajo mínimo es que al menos lleguen y hagan algo, no que nada más liciten, ganen, se asomen y luego se vayan, sino que sí hagan algo. Y aquí este contrato está creo que, haciendo muchas cosas, e insisto, en el que yo traigo ahorita se había propuesto más actividad, pero por un tema de acreditación de unidades dijeron: "No, espérate, entonces me voy hasta que yo te presente mi Plan de Desarrollo o de Evaluación".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Quiere comentar Director?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Sí. Recordemos que las unidades de trabajo se acreditan para actividades exploratorias y de Evaluación nada más, no se acreditan para actividades de desarrollo. Este tipo de áreas son muy grandes o son de extensiones considerables y el contratista por lo que tenemos entendido está previendo que esas unidades de trabajo a las que está comprometido a realizar igualmente sean acreditadas dentro del Plan de Exploración que tiene que presentar para la demás área y en su caso la evaluación de la demás área. E igualmente pudiera presentar en su caso, si lo considera viable, algún Programa de Evaluación para efecto de que este tipo de actividades las pudiera trasladar, digo, al Programa de Evaluación para hacer un complemento de su Plan de Desarrollo y en su caso poderle acreditar las unidades de trabajo respectivas y en sí podríamos cumplir con el contrato e incentivar el contratista a realizar las actividades que está proponiendo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Más concreto en este ejemplo. Ahí muestra que va a hacer 12 reparaciones mayores y 4 terminaciones en el período del Plan o Programa Provisional, ¿no? Y comentabas Director General que en seis meses tiene que presentar el de desarrollo, perdón, el de evaluación o de desarrollo, de desarrollo. Entonces ahorita en el provisional te pone esto, pero a lo mejor en marzo rápido te presenta el Plan de Desarrollo y te dice voy a hacer 12



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reparaciones, o a lo mejor las que le queden, y los cuatro pozos para terminar. O sea, ahí ya como que dices, "bueno, ya te sustituí en el Plan de Desarrollo una parte de este provisional para que entonces sí me lo acredites como unidades de trabajo".

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Las unidades de trabajo no se acreditan en el Plan de Desarrollo Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Entonces todo lo que haga ahorita él para incrementar la producción y todo no se le contabiliza como unidades de trabajo. Se tiene que esperar hasta presentar un Plan de Exploración en áreas donde apenas va a ir a explorar, donde va a ir a estudiar y esas sí son las que le vamos a acreditar. ¿Estas que dan producción y todo y que quiere adelantar no?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá yo por eso hice énfasis en que en este Programa de Evaluación o Plan de Evaluación había actividades de evaluación. El contratista se desistió en presentar Programa de Evaluación en este caso. O sea, él dijo: "Lo que yo vaya a hacer de evaluación lo voy a hacer dentro del Plan Provisional". Fue su decisión. Pero en el Plan Provisional no se contabiliza actividad, o sea, no se contabilizan unidades de trabajo. Posiblemente para cumplir las unidades de trabajo que vienen en el contrato, él esté considerando presentar un Plan de Exploración en esta misma área para cumplir con sus unidades de trabajo. Pero eso es una decisión del contratista. O sea, yo por eso con todo el propósito del mundo hice el punto de que en este plan están considerando algunas actividades de evaluación, pero fue una decisión del contratista y se le explicó al contratista. ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario al respecto? Muy bien, no hay más entonces observaciones. Secretaria Ejecutiva, por favor."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.57.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.

ACUERDO CNH.E.57.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 fracción XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.

Después de la adopción del Acuerdo, el Comisionado Gaspar Franco Hernández hizo algunos comentarios:

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo estoy de acuerdo en el plan, no hay ningún problema. Pero yo creo que sí deberíamos de ver cómo acreditar unidades de trabajo. Y la otra es si nos queremos poner estrictos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues en el Plan Provisional no debería de haber pozos de desarrollo porque se supone que es para mantener la producción. Entonces hay que ser yo creo analizar la flexibilidad de sí acreditarles unidades de trabajo en esas áreas contractuales. De todos modos, el área es atractiva. El chiste es que ellos ya se sientan liberados de su garantía de cumplimiento, que vean que ya cumplieron con lo mínimo del contrato y que estén motivados para seguir haciendo actividades. En serio, todavía no llego a mi tema, pero ahí había inversiones de 25 millones de dólares y las bajaron a 2.5 porque falta el tema de ver cómo le acreditamos unidades de trabajo en el Plan Provisional o en el Plan de Desarrollo. Entonces yo lo dejaría ahí sobre la mesa para poder incentivar esta actividad y no por el tema, pues un tema legal que podemos de alguna manera ser flexibles y poderles acreditar unidades.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sin entrar obviamente en el análisis del tema, digo, yo también me uniría a la propuesta de analizar jurídicamente si podemos hacer alguna interpretación respecto de esta disposición, porque un tanto va en contra del espíritu para el que se fija el Programa Mínimo de Trabajo, ¿Sí? Que es precisamente lograr que anclen inversión al área en el proceso en el que están haciendo la evaluación. Entonces creo que sí sería conveniente analizar la posibilidad de hacerlo, repito, sin entrar ahorita en la discusión. Nada más ver si podemos en una reunión especial para ver el tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Secretaria Ejecutiva, por favor tomamos nota de la solicitud de análisis de los Comisionados para que, en conjunto con los Comisionados y el equipo jurídico, se puede analizar esto que señalan los Comisionados. Por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, con mucho gusto se toma nota. Queda como compromiso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, adelante.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016.

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Modificación del Plan de Evaluación del campo Paso de Oro. Adelante por favor. La relación cronológica inicia en mayo del presente año donde el contratista solicita el periodo adicional de evaluación. En el mes de junio, el mismo contratista ingresa la modificación del Plan de Evaluación. Esta Comisión el 15 de junio autoriza la ampliación del periodo de evaluación. Asimismo, emite la prevención de información con respecto a la solicitud de modificación. En julio se da respuesta por parte del contratista a la prevención, ingresando en los meses de septiembre tres alcances y el 24 de ese mes se notifica la ampliación del plazo para la resolución.

Las características generales de Paso de Oro es que se encuentra en el Estado de Veracruz entre los Municipios de Papantla y Martínez de la Torre. Tiene un área contractual de 23.1 km². Es un contrato de tipo licencia por 25 años. La operadora es Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. No tiene restricciones en el polígono A, tampoco en el B y solamente en el polígono C en la formación Chicontepec que sería la parte de arriba. Este cuadrito casi que cubriría la letra C precisamente es la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que tiene restricción en la formación Chicontepec. El tipo de hidrocarburo es aceite negro y gas asociado de 20 a 22 grados API. Actualmente tiene ocho pozos, siete taponados y un productor. La producción, derivado de una prueba que se realizó en periodo de evaluación, es de 190 barriles por día.

Los objetivos del Plan de Evaluación es precisamente evaluar la productividad del yacimiento en el área contractual a través de la actualización del modelo estático para poder evaluar y reclasificar reservas. También busca actualizar el conocimiento, la caracterización del yacimiento a través de información de registros geofísicos, cortes de núcleos, estudios convencionales, etc., y perforar dos pozos: Paso de Oro-1DEL y Paso de Oro-B, para confirmar y recalcular las reservas del área contractual. En la gráfica se muestra las edades del Cretácico y Jurásico y las profundidades que van de los 2,900 metros verticales a los 3,100 metros verticales. Esta es la columna tipo de la cuenca Tampico Misantla. Adelante por favor.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, se tiene prevista la perforación de los pozos que anteriormente mencioné con objetivos Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano y estudios de núcleos. Asimismo, actualizar el modelo estático con la información de la actividad mencionada y la propuesta de erogación es de 18.1 millones de dólares. Aunque no salió la simbología, los puntitos verdes es donde se tiene previsto la localización de los pozos. Esta es la propuesta de las dos perforaciones y luego ahí la ubicación final de los pozos serían los otros dos puntitos verdes. Luego están en color negro el productor que es Paso de Oro-1 con 190 barriles por día mencionaba y los demás puntitos rojos son los pozos taponados, siete que mencioné al inicio.

Con respecto al comparativo del Programa Mínimo de Trabajo, la primera parte es lo del plan original, el aprobado, que se tenía previsto la perforación, una reparación, el modelo estático y estudios de núcleos. Se realizó la reparación mayor y el modelo estático, la actualización de su modelo. Entonces queda en ese momento en la propuesta del plan modificado sería hacer la perforación pendiente más uno adicional por un total de 800 unidades de trabajo y los estudios de núcleos. El contratista actualmente tiene la obligación de cumplir al menos los 4,000 adicionales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Es que ahí dice que debe de cumplir 8,700 y al final estoy viendo 8,100 unidades.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Si, nada más para aclarar ese punto. De acuerdo con el contrato en el periodo adicional, perdón, de acuerdo con el primer Plan de Evaluación el contratista se comprometió a realizar 5,200 unidades de trabajo. Durante el periodo inicial acreditó 1,100 unidades de trabajo, por lo tanto, el restante durante el periodo adicional de evaluación es de al menos 7,684 unidades de trabajo. En el plan de actividades que presenta, presenta 8,100 unidades de trabajo a realizar, por lo tanto, cumpliría con las unidades de trabajo que le marca el contrato.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Su obligación mínima es 7,684 durante el periodo adicional y actualmente tienen propuestas 8,100. ¿Es correcto?

Con respecto a las inversiones, el programa original consideraba 12,915,866 dólares. Como ya se mencionó, el contratista ha erogado 1,485,813 como resultado de que realizó la reparación mayor, la adquisición sísmica y estudios estratigráficos. La propuesta de inversiones del plan es de 18,162,932 dólares, donde obviamente el 87% de esta inversión está encaminado a la parte de los pozos, los dos pozos que quedan pendientes.

Solamente se tiene información de producción de esa reparación mayor que se realizó a Paso de Oro-1, por lo que más que un perfil ellos dijeron, "nosotros presentamos nuestro estimado, pero hasta que tengamos los primeros resultados podremos estar en condición de presentar un perfil". Sin embargo, su estimado para la primera perforación que es Paso de Oro-1DEL es que pueda dar hasta 1,600 barriles por día. Se recomienda en este sentido instalar o construir infraestructura necesaria para dar continuidad a la extracción de hidrocarburos durante las pruebas que se tienen previstas.

Con respecto al manejo de la producción, se tiene considerado en el separador trifásico un reposo de 24 horas para el gas mandarlo a quema controlada y separar las fases de aceite y agua. Se tiene medición prevista operacional con turbinas y esta medición en el tanque rojo que son presas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

metálicas, de ahí se mandaría en carro tanque a la Batería de Separación Remolino y/o Ayocote y posteriormente seguiría su trayecto hasta el Centro de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, que es donde estaba aprobada la medición fiscal. Y el agua se mandaría de igual manera por carro tanque hacia pozos letrinas, el Mozutla-1.

Con respecto al cronograma de actividades, en color naranja se muestra el periodo para la perforación y terminación de los dos pozos previstos Paso de Oro-1DEL y Paso de Oro-B. El análisis de núcleos, análisis PVT, en función de los resultados del primer análisis PVT pueden o no hacer el segundo que está previsto (el segundo cuadrado azul) en enero del 2019 en función de los resultados que se obtengan. Las pruebas de producción al término de la perforación de los pozos. La actualización del modelo, que ese ya está en proceso y básicamente los cálculos de volumetría al final del periodo.

Con respecto al cumplimiento mínimo de las actividades de evaluación, se presenta incluyendo la perforación, prueba y evaluación; la ubicación de los pozos de evaluación a perforar; el programa preliminar de perforación de los pozos propuestos; el detalle de los costos; la propuesta de duración del periodo; y el programa de ejecución de actividades.

Consideramos que las actividades presentadas dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y son congruentes con el objetivo y alcance del Plan de Evaluación presentado. La reparación mayor, la actualización del modelo estático, así como la realización de estudios estratigráficos y la adquisición de sísmica permitirán fundamentar las actividades correspondientes al Programa Mínimo y al Plan de Evaluación en general. Las actividades indicadas son elementos para presentar un Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual. Por mi parte ese es el resumen técnico y quedo atento a cualquier duda o aclaración.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está a su consideración colegas. La ponencia a mi cargo lo que está proponiendo es aprobar esta modificación del Plan de Evaluación de este contrato resultado de la licitación 1.3, un contrato de licencia. Ya nos lo explicaron, nos lo expusieron, de manera que estamos a sus órdenes colegas. Doctor Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Este es un caso más de algunos que tuvimos en la Ronda 1.3 en donde hubo pues vamos a decir tuvieron que postergar siete tipos de actividades por cuestiones normativas. Específicamente aquí fue el SASISOPA. El contrato dice que tienen que incluir 4,000 unidades de trabajo adicionales y podría ser la perforación de un pozo. Algunas otras empresas no perforaron pozos, pero demostraron que invertían 4,000 unidades adicionales. Yo creo que sí hay que resaltar que en este caso se está perforando un pozo adicional, lo cual es mucho, muy adecuado para la rentabilidad del campo.

Pero después de este comentario, quiero de alguna forma resaltar que este es un campo que tienen 59 años, ¿no? La producción empezó en 1959 y se hizo en el pozo Paso de Oro-1 que tuvo en aquel tiempo una producción de 2,540 barriles y 0.7 millones de pies cúbicos por día. Llama la atención que el pronóstico de producción del pozo Paso de Oro-1B, algo así se llama, va a tener 1,600 barriles por día. ¿Sí? 1,600 barriles. De 2,540 barriles hace 59 años, ahora va a tener y obvio el yacimiento se depresionó y están pensando todavía tener ese tipo de producción que todavía es muy alta. Puede deberse a diversas cuestiones que haya algún área que está depresionada o que tengan diferentes tipos de terminación a las que se tenían en aquel tiempo, porque la tecnología ha avanzado. A lo mejor van a estimular de alguna forma o van a poner algún sistema artificial de producción. Me gustaría que abundaran un poquito más en qué es lo que plantea el operador para tener esa producción que obvio mi deseo es que sea o mayor, ¿verdad? Pero cuál es la idea, porque además mucha gente piensa que no se pueden volver a tener producciones de las que se tuvieron en aquel tiempo, ¿no? Hace 40 años o 50 o 60 como en el caso que nos ocupa el día de hoy. Entonces nada más repito, el pozo Paso de Oro-1 hace 59 años tuvo un gasto inicial de 2,540 barriles por día y el pozo nuevo que van a perforar tiene 1,600 después de 59 años, después de depresionar todo el yacimiento.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Esta área en particular yo les decía y por qué no tenemos un pronóstico de producción, pues se hace un estimado. Insistimos con ellos y precisamente con esa incertidumbre digamos es que estamos sujetos a los resultados de las pruebas del pozo Paso de Oro-1. Y dice, y la verdad es que pues ya tenemos la duda de si podemos alcanzar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esos valores y entonces fueron muy cautos en no presentarnos un perfil, que sí insistimos de que siempre se tiene que hacer un estimado para ver. Entonces dijeron, todo, incluso las segundas pruebas, los PVT. Todo está sujeto a que lo que vayan obteniendo de informaciones les va a permitir dar certeza y así lo redactaron. Pero tenías un comentario sobre la actividad.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Sí. Bueno, primero en cuanto a la historia de producción, desafortunadamente no hay muchos datos después de ese gasto inicial hasta, bueno, lo menciona el contratista hasta 2004. Entonces la historia de producción es un poco incierta. Se tienen, si bien como lo mencionó los gastos iniciales, pero no hay mucha más historia de la cual el contratista pueda soportar a lo mejor un pronóstico un poco mayor. Entonces creo que de alguna manera está siendo cauto para no a lo mejor ser demasiado optimista y presentar un pronóstico muy alto. En cuanto al diseño del pozo Paso de Oro-DEL, se estima estar determinado con bombeo hidráulico tipo jet, con un sistema artificial de producción. Entonces esto también puede ayudar a incrementar las condiciones de productividad en el pozo para obtener lo mejor producciones mayores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro, si bien el yacimiento está depresionado, con el hidráulico tipo jet puedes levantar un volumen mucho mayor que en flujo natural, que es el que platicamos el año 59. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El caso, ¿por qué el nombre de DEL? O sea, ¿es delimitador?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Dentro del plan el contratista lo mencionó así dado también el estado de información que ellos tienen y la información histórica que se recibió, ellos lo toman como una especie de delimitador. Pero más para tomar el potencial remanente del yacimiento más que un delimitador como se conoce dentro de a lo mejor la cadena de valor de los hidrocarburos en las etapas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, digo, porque tiene implicaciones. O sea, si va a ser un delimitador sí requeriría una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

autorización por parte de la Comisión. Entonces y tendríamos que comentárselo, ¿no? O sea, el punto aquí es de que si es un pozo de desarrollo con un aviso es suficiente y si es un pozo delimitador tendría que ser considerado como un pozo exploratorio y por lo tanto tendría que tener una autorización por parte de la Comisión. Entonces la verdad yo no entiendo. Los objetivos dice que es Cretácico Inferior y Jurásico Superior. La formación del Paso de Oro, según, es nuevo objetivo, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo verificamos el tema del nombre, porque los pozos, esos puntos es la ubicación final de estos dos pozos. Esos dos puntitos verdes al final están...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, la formación que ha sido explotada en Paso de Oro según yo sé es Terciaria, ¿no?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Es Cretácico Inferior? Ah, bueno. ¿Entonces por qué está, sí ha sido Cretácico Superior?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y Jurásico Superior Kimmeridgiano, son los dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No ha sido, o sea, si ustedes van dos láminas anteriores. O sea, ahí. Según lo que dice ahí, Paso de Oro polígono C dice Eoceno Inferior, Paleoceno Inferior. El Eoceno Inferior según esto es Terciario, es Chicontepec.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Esa información se refiere a la restricción que tiene el polígono C del área contractual.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno. O sea, ¿Paso de Oro cuál es la formación que ha sido explotada en el A?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Es Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pasa a la siguiente lámina. Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, las que están en color verde.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Entonces es la misma formación?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Van a la misma formación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es un pozo delimitador en el que estamos, ¿no? Si estamos en la etapa de evaluación, el Plan de Exploración en el periodo de evaluación, yo entendería que es delimitador, ¿no? Más allá de que esa sea o no la intención. La ingeniera Guadalupe Manzo que trabaja conmigo, creo que quieres decir algo.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, INGENIERA MARÍA GUADALUPE MANZO MARTÍNEZ.- Si, buenos días. Con respecto al comentario de la doctora Alma América, en efecto el contratista está consciente que tiene que solicitar una autorización y de hecho la solicitó el 18 de abril del presente año, pero no la pudo llevar a cabo precisamente por el retraso que tuvo con el proceso o las autorizaciones de la Agencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, es un pozo delimitador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De acuerdo a lo que estaba escuchando, ya esas formaciones producían o producen Cretácico y Jurásico. Y los dos pozos que van a hacer es alejarse un poquito más como ver la extensión, el área. Si, digo, habrá que ver la estructura, habrá o un perfil, ¿no? Pero a lo mejor le pusieron delimitador porque administrativamente tiene que ser delimitador porque no está en un Plan de Desarrollo. Entonces eso hay que ver técnicamente sí realmente eso ya es un área que ya existe, que ya tengo la estructura, que ya sé que esas formaciones producen y quiero perforar un pozo. Llámale como quieras, ir a producir esos dos horizontes. Ah, pero es que como es un Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Evaluación, ponle DEL. Entonces ahí ya los metemos en otra cosa. Habría que ver esa estructura, ese perfil y entonces sí ver si realmente va a ir a explorar. Yo creo que no va a explorar, yo creo que son pozos que van a ir a abarcar un área que ya se conoce en formaciones que ya vienen produciendo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Pero esos no serían en el de desarrollo?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, hay que verlos. Estrictamente sí pudieran decir, bueno, ese es el que va a ir a la orilla de la estructura. Por eso digo, necesito ver la estructura. Qué tal si la estructura es más grande, qué tal si pasa el área contractual. Entonces eso yo lo necesitaría ver, porque si no – insisto – yo creo que le ponen DEL porque es un Plan de Evaluación y si no le pongo DEL, pues entonces ya te hago traer un Plan de Desarrollo. No sé si vaya por ahí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, la pregunta es técnica, ¿no? O sea, al final de cuentas no es administrativa. O sea, yo creo que aquí necesariamente les tuvieron que dar un mapa estructural, ¿no? Y el mapa estructural ahí es donde se valida si es un pozo delimitador o es un pozo de desarrollo y yo creo que la respuesta pues la tendría que tener el equipo técnico.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, y si son dos pozos como está la figura, pues yo te diría el delimitador es el último. El que está antes, ese no es delimitador. Así de entrada, ¿no? Nada más arealmente porque pues todo va en el mismo horizonte, pero hay que ver la estructura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más hay que revisarlo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo vamos a revisar así con ese criterio porque la ubicación como dice es dentro del área, se ve la ubicación final. En la anterior. Si está considerado que vayan solamente a las formaciones de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior que son las que tradicionalmente se han explotado. Entonces yo creería que no es estrictamente un delimitador, pero lo verificamos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Puedes ir al mapa por favor?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Está en la lámina cinco.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Dile que te ayude.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Fallas del sistema, fallas del sistema. Ahí. Son esos dos últimos verdes, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Son esos dos últimos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, sí hay que ver la estructura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien colegas, ¿alguna otra observación? Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Estoy haciendo una observación de tipo ingenieril. Este campo ya comentamos tiene 60 años de que se empezó a desarrollar. Obvio de acuerdo con la cadena de valor que mucho utilizamos, partió de una etapa exploratoria en donde finalmente esa etapa terminó hace muchos años y terminó con la delimitación. Pero también aquí se comentó que mucha de la información pues no está presente para el operador. Entonces bueno, desde el punto de vista ingenieril que digamos que estamos haciendo un pozo delimitador pues la verdad es que no tiene como que mucho sentido, pero sí desde el punto de vista legal que es lo que plantea el Comisionado Franco. Si yo estoy en una etapa de evaluación, que es anómala, ¿no? Una etapa de evaluación después de tanto tiempo de estar perforando, pero hay un cambio de operador y entonces el cambio de operador tiene que conocer cómo está la caracterización y cómo es la operación. Entonces finalmente si se le llama así por una cuestión de tipo jurídico, está bien que le llamen como fuera, pero desde el punto de vista de la cadena de valor pues no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

regresamos nunca en la cadena de valor en la etapa de producción a nuevamente regresar a la etapa de exploración. ¿No? Sí se puede hacer la etapa de exploración, pero en otras formaciones, no en la formación en la que ya se ha estado produciendo durante tanto tiempo.

Pero bueno, finalmente cuando se revisa la información de los campos es muy importante la nomenclatura, porque el análisis lo basamos en muchas consideraciones de este tipo. Pero bueno, ellos son los operadores, ellos saben realmente, aunque le llamen de una forma diferente y realmente sea un pozo de desarrollo, ellos lo conocen y no creo que tuvieran ninguna complicación desde el punto de vista de ingeniería para el operador el cómo se le llame finalmente. Pero creo que sí lo que ellos tienen que hacer y nosotros revisar es que cumplan con los lineamientos que tenemos y con el contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Quizá yo tengo que insistir. Yo creo que depende mucho de la estructura y no es de que nos regresemos o nos vayamos como en cadena de valor. Yo creo que si el contratista, el operador en este momento está viendo una estructura quizá más grande y el desarrollo ha sido únicamente parcial dentro de esa área, sí podría poner un delimitador del área que está considerando en este momento el nuevo operador. Entonces sí podría en este momento poner un delimitador de un área que esté visualizando pues en una visión nueva de su yacimiento. Entonces por eso es tan importante visualizar la estructura, los mapas, etc., para ver y que los ratifique el operador, ¿no? Y más si dicen que ya lo va a pedir, quiere decir que sí está viendo un área más grande de lo que se había considerado inicialmente, aunque esté ya en desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Creo que estamos hablando de lo mismo. Cuando yo digo que estamos ahora dentro de un Plan de Exploración, específicamente en el Plan de Evaluación que forma parte de la exploración, y por las cosas que ya comentó la doctora y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

doctor Martínez, este es un campo que estuvo en producción hace muchos años. Recordemos que es la 1.3, eran campos maduros que en su momento estaba explotando Pemex y demás. Yo creo que ahí sí desde un punto de vista estrictamente jurídico este pozo no podría ser otro que un delimitador por las razones técnicas que apuntó el Comisionado Franco, por las razones prácticas que apuntó el doctor Martínez y porque estamos, insisto, en un Plan de Evaluación. Creo que no podría ser un pozo de desarrollo estrictamente hablando porque no estamos en esa etapa. Estamos en la exploración. Y por eso creo que el contratista solicitó atinadamente la autorización de esta Comisión para llevar a cabo la perforación. Estamos ahorita ahí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado ponente. Comisionado maestro franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, me estoy acordando de cuando definimos el trabajo mínimo de la 1.3 campos en tierra para que aperturáramos más inversiones, empresas mexicanas, etc. Y ahí estamos definiendo el trabajo mínimo y decíamos que actualice su modelo estático y su modelo dinámico, pero que además le permitamos que perfore un pozo, porque independientemente de toda la información que él tenga él es un nuevo operador y que vaya y que conozca, atraviese la columna geológica en la posición que él quiera y tenga una información que le ayude a correlacionar y se sienta más seguro de que evaluó el campo que le hayan asignado y después proponga su Plan de Desarrollo.

A ver, si yo fuera el operador de esta área y me quiero evitar el que me tengan que aprobar, que no sé si entendí bien lo que dijo la ingeniera Guadalupe de que quería ya su aprobación y algo pasó en los trámites y no se dio. Pero que yo me quisiera evitar la aprobación de este plan, perdón, del pozo, yo en este Plan de Evaluación pues pongo que voy a cortar un montón de núcleos como ya lo hemos visto, que echo PVTs. Y como tengo hasta un año para poder presentar mi Plan de Desarrollo, entonces en tres meses vengo y digo que con lo poco que analicé, con lo que tengo, tengo la confianza de perforar dos pozos de desarrollo y nada más te voy a avisar y ya, es todo. O sea, me evito el trámite de hacer el paquete para la aprobación de los pozos porque administrativamente o legalmente pues estoy cumpliendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que yo insisto es, bueno, veamos la sección, veamos la configuración para decir, “oye pues sí es delimitador o no es”. Yo la verdad a como lo veo ahí, no sé, digo, habrá que ver la estructura, pero yo diría el de arriba pues no es. Mira, está dentro de todo lo que ya hay, aunque se vaya un poquito más a la derecha y ya se ha venido desarrollando, pero se necesitan más cuestiones técnicas. Pero desde el punto de vista administrativo, digo, no le estoy dando ideas a Lifting, pero yo le pudiera dar la vuelta a evitarme la aprobación del pozo y nada más te aviso.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En el Plan de Desarrollo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, ya. Lo que dice el operador. Dice, objetivo del proyecto del pozo Paso de Oro-1DEL: “evaluar la probable extensión del yacimiento – dice –, calcarenitas y bancos oolíticos fracturados del Jurásico Superior San Andrés dentro del área de asignación proyectada al sureste del pozo productor Paso de Oro-1”. Lo que dice ahí, listo. O sea, es técnico, no es administrativo. Eso es lo que dice el operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro que sí, muy bien. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso precisamente el operador tiene que plantear este tipo de argumento para que sea delimitador. Después de 60 años de estar produciendo un campo, con balance de materia tenemos una idea muy clara de cuál es el volumen. No puede haber sorpresas nuevas, ¿no? De áreas adicionales. Puede haber área adicional que no esté conectada hidráulicamente como lo hemos encontrado en algunos otros campos, por ejemplo, Teotleco en el área de Muspac. Ojalá y estén visualizando ese tipo de situación, pero finalmente no hay ni discusión legal o técnica, finalmente están haciendo lo que le estamos normando con nuestras regulaciones y está totalmente perfectamente bien documentado y ya veremos cuál va a ser los resultados del pozo y yo quisiera, mi mejor deseo es que encontrarán un área nueva



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aledaña que fuera compartamentalizado. O sea, que no tuviera una conexión hidráulica. Ese era mi comentario, ojalá y así pudiera ser. Pero si está conectado hidráulicamente en el volumen del balance de materia, está caracterizado después de 60 años de la producción. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? ¿Comisionado ponente? ¿No? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.57.004/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016.

ACUERDO CNH.E.57.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A17/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro Franco, adelante por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí Presidente, muchas gracias Comisionados. Bueno, rápidamente la presentación la va a dar el Director, el Titular – perdón – Daniel Mena, pero es un contrato de modalidad de licencia adjudicado en la Ronda 2 licitación 3. El contratista es Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos. Este contrato se firmó el 8 de diciembre del 2017. Se le aprobó un Plan Provisional de 12 meses a partir de esa fecha y también a partir digamos de ese contrato y su desempeño de ese Programa Provisional se vio la necesidad e hicimos un acuerdo para que hicieran una modificación a estos Planes Provisionales y es lo que estamos presentando que va a presentar aquí el ingeniero Daniel Mena.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Cronológicamente en agosto el contratista ingresó la solicitud de actualización de este Programa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Provisional. La Comisión aprobó la extensión de vigencia del programa el 28 de agosto. La CNH envió prevención de información el 29 del mes de agosto y el contratista la atendió el 12 de septiembre del presente año.

El área contractual se ubica a 24 km de la ciudad de Veracruz y actualmente produce a través de cuatro pozos de gas y actualmente su producción este 0.5 millones de pies cúbicos por día. Tiene dos campos, el campo que se le denomina Manuel Rodríguez Aguilar que es el de aceite y Copite o Copité – estábamos en esa discusión – que es el campo de gas. Es que es una fruta y no viene acentuado, pero no lo encontramos. La vigencia es de 30 años. No tiene restricciones en la profundidad. Es un contrato en la modalidad de licencia. Tiene una superficie bastante grande de 251 km² para ser terrestre. Y mencionaba que tiene 19 pozos, 13 exploratorios, 6 de desarrollo, 4 que son los que producen 0.5 millones de pies cúbicos, 14 taponados y uno cerrado.

El objetivo es asegurar la continuidad de las actividades de producción, así como la producción comercial de los campos de aceite y gas asociado a las actividades de reparación de pozos. Este es el cronograma de actividades y sí podrán ver que hay una intención de hacer bastantes actividades. Me explico. Administración general del proyecto; la parte de caracterización geológica-petrofísica de yacimiento, que es la actualización de sus modelos petrofísico y sedimentario; la parte de estudios de presión de volumen incluye cromatografía, condiciones de superficie, una por mes para la parte del campo de gas y muestreo de fluidos también uno por mes para la parte del campo de aceite; pruebas de producción que incluso pues tienen que retar la parte de los equipos de compresor para las pruebas y los registros; y construcción de instalaciones, la estación y módulos de recolección, ductos y líneas de descarga puesto que a través de esta área pasa un ducto que es de Pemex el que hace la recolección. Lo que quiero decir es que el área tiene muy poca infraestructura, así fue entregada. Más aparte la parte de intervenciones a pozos que son las reparaciones menores y dos reparaciones mayores que básicamente consisten en una ampliación de intervalo más la operación de las instalaciones, ese análisis de redes que requieren para ver qué infraestructura van a construir y los temas ambientales por supuesto.

✓



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El objetivo de la actualización del Programa Provisional considera la continuidad de las actividades de producción de sus cuatro pozos, analizar el estado de los yacimientos y reactivar la producción asociada. El mantenimiento de la infraestructura mencionaba que este ducto que está aquí, esta línea, este es de PEP y esta es la parte de Mira Lejos y por acá está Copite que es el yacimiento de gas. Entonces la recolección se hace a través de este ducto de Pemex. Repito, el mantenimiento de la infraestructura para transporte de la producción y el programa de adquisición y toma de información de los pozos productores. El alcance de manera detallada pues considera dos reparaciones mayores y dos menores, ampliación de los intervalos – la siente por favor –, los pozos Copite-92 y Copite-93; reactivación y limpieza de pozo cerrado en el campo Manuel Rodríguez Aguilar, el pozo 1A; estudios para realizar ingeniería de detalle y construcción de infraestructura; estudio de las vías de acceso para asegurar la continuidad operativa. Esto implica una erogación estimada en 2.63 millones de dólares y una recuperación de 1.119 miles de millones de pies cúbicos de gas y 9.47 miles de barriles de aceite. Los puntos rojos muestran dónde se prevé hacer las reparaciones mayores y el punto verde la reparación menor.

Con respecto al pronóstico de producción de gas, esa banda, ese sería el incremento cuando inicie la extensión de la vigencia del programa y la actividad prevista, que básicamente es las reparaciones mayores y la menor. Al ser gas seco se tiene considerada la medición a boca de pozo, van a poner por ahí placas de orificio en medidores portátiles y la producción será enviada a la Estación de Compresión Copite, posterior a la Estación de Compresión Matapionche y finalmente al centro de procesamiento de gas Matapionche. Pero ese esquema pues ya ha sido aprobado, solo lo menciono puesto que es el manejo de la producción de gas en este caso. Y ese sería el perfil donde alcanza un poco más de 4 millones de pies cúbicos por día.

En la parte de pronóstico de aceite, aquí recordemos es un aceite pesado de 13 grados API el campo Manuel Rodríguez Aguilar. Al igual al inicio de la extensión de la vigencia de ese programa y posterior a la realización de la reparación menor, se espera obtener valores de poco más de 25 barriles por día. Con respecto a cómo se manejaría este aceite, sería de la Estación de Recolección Manuel Rodríguez Aguilar se transportaría por carro tanque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hasta Matapionche teniendo por ahí algún esquema alternativo. Y en cambio de haber un cambio en los escenarios para la medición futura de la fase líquida, el contratista debería presentar una modificación de sus puntos de medición provisional. Por lo pronto ese es en el esquema que está actualmente aprobado, así se manejaría el gas y el aceite.

Las inversiones y gastos de operación previstas del orden de 2,634,368 dólares, distribuido principalmente como lo mencioné en el tema de la intervención a pozos, pero sobre todo la construcción de instalaciones. Y esta construcción de instalaciones incluye pues la estación de recolección y almacenamiento de fluidos, líneas de descarga y gasoductos y el sistema de producción, en este caso se utilizarán compresores.

Se recomienda pues precisamente esta parte de revisar la infraestructura y específicamente la necesaria para el aprovechamiento del gas asociado cuando se produzca del campo Manuel Rodríguez Aguilar, que es aceite pesado de 13 grados. Y se recomienda igualmente hacer uso de la información derivada del programa de toma de información con registros de saturación. O sea, van a utilizar los RCT (Reservoir Saturation Tools) detrás de tubería para evaluar el potencial de detención de zonas con hidrocarburo remanente. Se da atención al cumplimiento normativo. En la siguiente lámina se muestra las actividades previstas, la utilización de la tecnología, la continuidad operativa y el cumplimiento del artículo al 42 y pues por mi parte ese sería el resumen y quedo atento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, muchas gracias. Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente. Bueno, pues ponemos a su consideración la aprobación de esta modificación al Plan Provisional y, bueno, ya quedó el acuerdo de analizar la factibilidad de poder acreditar unidades de trabajo porque en el caso de este plan cuando fue presentado por primera vez traía montos de 25 millones de dólares y al ver que había actividades que no le iban a ser acreditadas, decidió bajar el monto de este Plan Provisional y presentar después pues el Plan de Evaluación y una parte exploratoria para que ahí sean acreditadas. Y yo creo que si él hubiera decidido déjame seguir con el provisional, mantener continuidad, pero ya vi que puedo hacer más actividades como pasó en el de Iberoamericana, valdría la pena pues hacer el esfuerzo para que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pudieran acreditar estas unidades. No sé si se pueda modificar en el acuerdo que recientemente firmamos, si se va a hacer una recomendación o no a un modelo de contrato, pero es algo que pues hay que capitalizar como conocimiento para mejorar las actividades en nuestro sector.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, pues es un acuerdo que tomamos, tener este análisis con el equipo jurídico y entre los Comisionados. Muy bien. ¿Algún comentario a la ponencia del Comisionado Franco? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.57.005/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.57.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 fracción XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:14 horas del día 25 de octubre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2018 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 la Secretaria Ejecutiva.

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva