Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:10 horas del día 6 de noviembre 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, 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 Sexagésima 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 220.1045/2018, de fecha 5 de noviembre 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:

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 la actualización del Programa Provisional presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 4, correspondientes al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Teca-1 de la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 4, correspondientes al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada 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.- Comisionada, adelante por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionados, buenos días. Quisiera comentarles una serie de antecedentes sobre este Programa Provisional y puntos de medición provisional de condensados que traemos a su consideración el día de hoy. Para esto, el 21 de julio del 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación en el que se adjudica el contrato CNH-R02-L02-A4-VG/2017 a la compañía Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. El 7 de diciembre del 2017 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprueba un Programa de Evaluación y un punto de medición provisional para gas para el área contractual que consta de siete campos en producción Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila y Rusco. El 8 de diciembre del 2017 la Comisión firma en representación del Estado el Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos con el contratista Pantera Exploración y Producción.

El 14 de junio del 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión emitió el acuerdo general por el que se extendía la vigencia de los Programas Provisionales autorizados derivados de las licitaciones 2.2 y 2.3 hasta por 12 meses adicionales en el cual estaba incluido este contrato. Y en la presente sesión, pediría a la Unidad Técnica de Extracción que presente la actualización de este Programa Provisional, así como la propuesta de un punto de medición provisional ahora para condensados para el área contractual 4 de la Ronda 2, licitación 2. Le pasaría la palabra al ingeniero Juan Carlos Pérez para que nos haga la presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados. Como lo mencionó la doctora Alma América, en esta ocasión les vamos a presentar el análisis sobre la actualización del Programa Provisional y el punto de medición provisional de condensados relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A4-VG/2017, cuyo contratista es Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. El contenido de la presentación expondremos el fundamento legal, el cronograma del proceso, la ubicación y características generales del área contractual, el objetivo y alcance de la actualización, la historia y pronóstico de producción, el punto de medición provisional, la descripción del Programa de Inversiones, las conclusiones, cómo se dio cumplimiento a la normativa aplicable, así como el resultado del dictamen.

Adicional a lo que ya mencionó la Comisionada ponente, sobre el fundamento legal tenemos el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, los Lineamientos de Planes que emitió la Comisión, específicamente en el artículo 24 y el anexo VI de los mismos, así como los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

En cuanto al cronograma del proceso, el contratista presentó la actualización al Programa Provisional el 30 de julio, del cual se emitió una prevención el 29 de agosto del presente año y fue atendida en septiembre por el mismo contratista. Asimismo, se recibieron dos alcances de información aclaratoria y finalmente el día de hoy traemos ante ustedes el análisis de dicha actualización.

En cuanto a las características generales del área contractual, se encuentra en los estados de Tamaulipas y Nuevo León y actualmente cuenta con 42 pozos abiertos produciendo un total de 4.3 millones de pies cúbicos diarios. Esto a septiembre del presente año. Adicional lo que mencionó la doctora Alma América sobre los campos productores en el área, el yacimiento productor es Oligoceno Vicksburg y no se tiene alguna restricción en cuanto a la profundidad de exploración y extracción. Y finalmente se tienen, como ya lo mencioné, 42 pozos abiertos y 41 pozos cerrados.

En cuanto a las actividades y el objetivo principal de la actualización del Programa Provisional, es continuar la operación y la producción del área contractual, así como contar con los elementos necesarios para la posterior

presentación de un Plan de Desarrollo. Dentro de las actividades principales de la actualización del Programa Provisional, se tienen análisis PVT, muestreos de fluidos, la instalación y adecuación de infraestructura en general, así como el mantenimiento de la misma para asegurar la continuidad de la producción y principalmente reparaciones menores y reparaciones mayores las cuales impactarán directamente en los pronósticos de producción como lo veremos en un momento.

Específicamente, bueno, se realizarán ocho reparaciones mayores consistentes en cambios de intervalo dentro de la misma formación, 20 reparaciones menores que consistirán en estimulaciones para el mejoramiento de la producción. Se realizará la actualización de modelos petrofísicos y sedimentarios con el fin de la posterior certificación de reservas y se realizará un programa de toma de información en los pozos productores con el fin de mejorar la productividad de los mismos. Lo anterior se realizará a través de la inversión de 11.6 millones de dólares considerando inversiones y gastos de operación para producir un total de 7.3 miles de millones de pies cúbicos, lo cual representa un incremento en el factor de recuperación de 3.2% en el periodo del Programa Provisional y 39,700 barriles de condensados, lo cual representa 0.14% en este periodo.

En cuanto al pronóstico de producción, en esta gráfica observamos de lado izquierdo donde estoy señalando la historia de producción previa a la firma del contrato. Posteriormente, esta serie de diferentes colores fue lo que presentó el contratista en la primera versión del Programa Provisional. En su momento se observó que el contratista fue cauteloso en cuanto a sus pronósticos, sin embargo, la realidad arrojó que producía aquello que se observa en la línea amarilla. Por lo que actualmente los pronósticos de producción y, teniendo en cuenta las actividades que van a realizar, es que producirán para llegar alrededor de 21 millones de pies cúbicos diarios. Esto asociado a reparaciones mayores y reparaciones menores y a la apertura de pozos que actualmente se encuentran cerrados.

En cuanto al pronóstico de producción de condensado, en el Primer Programa Provisional se aprueba un punto de medición únicamente para gas, por lo que actualmente el gas se mide como un gas enriquecido. Sin embargo, el contratista solicita un punto de medición para condensado que se expondrá en unos minutos con el fin de que se mida este

condensado y se le dé el valor adecuado a este producto para tener en cuenta entonces este pronóstico de producción, el cual en su producción máxima se esperaría que llegara a 130 barriles por día. Bueno, a continuación, se tratará el tema del punto de medición provisional, por lo que, si ustedes están de acuerdo, le pasaría la palabra al ingeniero José Antonio Gallardo para que nos platique sobre el tema del punto de medición provisional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionados, buenas tardes. Perdón, buenos días. A continuación, yo les vengo a presentar lo que es la propuesta para el punto de medición provisional para condensados presentado por el operador petrolero Pantera Exploración y Producción. Como ya mencionaron, actualmente él cuenta ya con un punto de medición de gas aprobado a la entrada de ERC Pípila 1 y actualmente lo que está proponiendo a través de un acuerdo de medición con Petróleos Mexicanos es la separación de las fases del gas y del condensado, el cual va a ser separado en Rusco y en Pípila y transportado a través de pipas a la Batería de Monterrey donde va a ser el punto de medición provisional en los TV-3 y TV-4 mediante medición estática. El gas continuaría siendo como hasta actualmente se encuentra aprobado y sería enviado a km. 19 para su medición fiscal, así como el condensado, con lo cual se puede asignar el volumen a través de las metodologías de prorrateo hacia el área de asignación. Por lo tanto, el punto de medición propuesto por pantera es el TV-3 y TV-4 en Batería Monterrey 1.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Bueno, de acuerdo al cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, el contratista presentó la identificación del punto de medición provisional, la ubicación del punto de medición, responsable oficial, el procedimiento para la determinación de la medición volumétrica, el procedimiento para la determinación de la calidad, así como se solicitó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público su opinión respecto a la ubicación del punto de medición provisional.

Respecto a la descripción del Programa de Inversiones, el primer Programa de Inversiones abarcaba un total de 5.1 millones de dólares y el nuevo Programa de Inversión considera 11.6 millones de dólares, de lo cual la mayoría de este monto está enfocado a las reparaciones mayores y reparaciones menores como se mencionó hace unos momentos, lo cual está enfocado al incremento de la producción. Cabe mencionar que el monto erogado entre diciembre de 2017 y septiembre de 2018 corresponde a 3.3 millones de dólares.

Como conclusión, el contratista plantea el uso de tecnologías principalmente sobre sistemas artificiales de producción. Esto con el fin de descargar los líquidos que quedan en el pozo con el uso de tuberías capilares, sartas de velocidad, lanzadores de barras y compresores a boca de pozos, además de válvulas motoras, lo cual se utiliza tradicionalmente en este tipo de yacimientos – como le dije hace un rato – con el objetivo de descargar los líquidos que se forman en el pozo.

Finalmente, las actividades planteadas permitirán seguir recuperando los hidrocarburos de los yacimientos presentes en el área contractual con el objetivo de producir 7.3 miles de millones de pies cúbicos de gas y 39,700 barriles de condensado. Esto apoyado en un Programa de Inversiones acorde con las actividades presentadas. Y, dado que el área contractual es productora principalmente de gas húmedo, el contratista plantea el aprovechamiento del 100% del gas producido. Recordemos que las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas aplican para áreas de aceite y gas asociados, sin embargo, como Comisión tenemos el objetivo de velar por el uso y el buen uso del gas, por lo que en este caso el contratista plantea el uso del 100% de la producción que obtenga. Y finalmente, el contratista presentó la propuesta de punto de medición provisional para condensados en cumplimiento de los elementos del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Finalmente en cuanto al cumplimiento de la normativa aplicable para la actualización del Programa Provisional, las actividades consideran, la actualización – perdón – del Programa Provisional considera la realización de actividades para la extracción de hidrocarburos e incrementar el factor de recuperación, el uso de tecnología adecuada, dar continuidad de

operación al área contractual, procurar el aprovechamiento de gas y se da cumplimiento al artículo 42 de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos. Y por mi parte sería todo y dejaríamos a su consideración la propuesta de la actualización del Programa Provisional de la propuesta del punto de medición provisional para condensados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Doctor Moreira, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La gráfica cuando presentan la producción que es como la número cuatro o cinco. Ahí está, ahí está. Ahí está. Esto de la producción histórica y está en millones de pies cúbicos. Ok. Entonces la parte de la historia debemos entender que la línea superior es la real, ya estamos reportando datos reales. Y luego la línea amarilla era lo que se esperaba que sucediera y lo de abajo es lo que realmente sucedió, ¿o no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al contrario.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Al revés. La línea continua es esta, es la que se calcula, y la línea punteada es la producción real. Obviamente consideramos pues aquí un período entre la aprobación del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más como aclaración. Lo que presentó el operador fue únicamente las tres líneas, digamos lo rojo, lo verde y lo azul. Ese fue el programa que presentó el operador en su primer Plan Provisional, Pero se observó a nivel de la Comisión que únicamente estaban considerando tres campos como se puede ver aquí. Entonces se hizo un cierto perfil con una cierta declinación de la que se traía históricamente considerando todos los campos que se traían en producción, pero lo real fue lo amarillo. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No se quiso comprometer en un inicio con todos sus campos, por eso se ve solo la banda pequeña de colores. Sin embargo, pues al tener un dato real se hizo esta proyección que comenta la Comisionada.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces en realidad tenemos como que, dividido en dos, en lo que están trabajando y donde

están entregando el punto de medición y hay otro punto de medición para las otras áreas. Porque ahí tienes Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco. Son 2, 4, 6.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Todas las áreas para el manejo de gas es el esquema que ya estaba aprobado y por ahí tenemos una lámina.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, y lo nuevo nada más se aplica a condensados.

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

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Toda la producción de gas confluía a la estación de Pípila y precisamente ahí se hace la medición con un separador trifásico que coloca el propio operador y es lo que actualmente se encuentra aprobado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Lo que están reportando aquí realmente es el gas después de que le quitaste los condensados. Esta no es la producción del pozo, esta es la producción de gas que se va a entregar. ¿Estoy bien o estoy confundido?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De hecho, ahí los perfiles, no sé por qué no vemos los dos, pero hay uno de gas y el del condensado por separado. Y el de condensados llega a los 130 barriles por día.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y tenemos la composición del gas de salida?

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Tenemos la composición del gas de los campos Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco y Ternero. De esos, ternero es el único de aceite, sin embargo, no es productor a la fecha. De los demás, son mayormente metano, estamos hablando de entre 90% y 95%.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahí en esa gráfica pues ya el dato real es octubre. ¿Sí está dando esa producción? O sea, ¿sí llego ahí o todavía está abajo? O sea, ya con datos reales de medición ya de octubre o de ayer.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- El último dato que tenemos reportado es a septiembre de 4.367 millones de pies cúbicos por día. Entiendo que ellos tienen ahora cinco días hábiles. Lo que sería el próximo jueves tienen de límite para meter el último dato de octubre. El contratista tiene algunos días hábiles.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, pero el área de medición ya lo debe tener, pregúntenle a David, él ya lo trae.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- Lo consultamos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero nada más para ver si sí se está comportando con lo que vamos a aprobar, porque ahorita ya es noviembre. Oye, sí se está viendo esos 7.5 o se va a desfasar.

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Perdón. Una de las observaciones que se tienen tanto en el dictamen como en la resolución es que posterior a la aprobación en Órgano de Gobierno, tendrá que actualizar aquellas cifras que dada la aprobación deban ser actualizadas.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces ahí te va mi otra pregunta. ¿Por qué se tarda tanto el proceso? Perdón, ¿por qué tardó ese tiempo el proceso? No voy a decir si es tanto, si es poco o es mucho. Las fechas, si te vas al cuadro de las fechas. ¿Todo ese tiempo qué pasó? Te puedes ir por favor al cuadro de las fechas. Del 30 de julio hasta el 6 de noviembre. ¿Qué pasó ahí? ¿Qué se hace? ¿Qué podemos aprender de esa parte nosotros y los operadores?

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Uno de los temas principales con las áreas de las licitaciones 2.2 y 2.3 es el tema de la

confluencia de Planes de Evaluación, Programas de Evaluación y Programas Provisionales, en los cuales en un principio no se tenía claro por parte del contratista las actividades dónde debían estar puestas dado el tema de la acreditación de unidades de trabajo. Por lo tanto, se tuvieron diversas reuniones de trabajo con los diferentes contratistas y de ahí también los alcances de información que se tenían con el fin de que ellos tuvieran claro y nosotros también en cuanto al procedimiento para que las actividades estuvieran consideradas en el respectivo programa que debían estar consideradas. Entonces todo eso nos llevó a que el tiempo fuera mayor del que hubiéramos querido en un principio o del que estimábamos en un principio.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces eventualmente ya con este intercambio de conocimientos con los operadores, ellos van a ser capaces de presentar de manera adecuada sus planes y nosotros de atenderlos de manera más rápida.

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA.- Sí, exactamente. Ese es el objetivo planteado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Creo que este es un muy buen ejemplo de cómo un Plan Provisional puede ser modificado muy rápidamente. El Plan Provisional puede ser hasta por un año y el objetivo es que se siga produciendo lo que se tenía antes de la adjudicación. Podemos ver incrementos muy importantes del orden de tres veces más de lo que traía. El operador podría haber esperado un año, que eso es lo que plantea el contrato como Plan Provisional. Están haciendo el trabajo de una forma al parecer muy eficiente de tal forma que en poco tiempo quieren hacer un incremento fuerte a la producción.

Me llama la atención que en el Plan Provisional inicial había la construcción de un ducto y en el siguiente ya no lo hay, en el nuevo, en el nuevo Plan Provisional. Ya nos comentaron que hay separación de aceite y

condensados y que los condensados se llevan por camión, se llevan por camión para que pueda ser medido después en tanque en las instalaciones de Petróleos Mexicanos. Me quedó la duda del ducto. Ese ducto qué significaba. Hay una tabla más adelante en donde se plantean los diferentes rubros. Ahí, esa. Dices ductos 135,000 dólares y ahora ya no aparece nada. Se decidió ya no hacer el ducto, era el ducto para el condensado, ¿de qué se trataban esos ductos? En el Plan Provisional aprobado en diciembre de 2017 a diciembre de 2018 en el penúltimo rubro donde dice producción hay una subactividad ductos por 135,000. No sé si es la construcción o es la limpieza o de qué se trata.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- En realidad Comisionado son reclasificación de algunos montos. En el Programa Provisional aprobado original solamente era continuar actividades. Si vamos a detalle de las actividades como tal, la clasificación de actividades, solamente era toma de información, calibración, toma de presiones en cabeza, revisión de infraestructura. Esos 5.1 millones iban enfocados básicamente a continuidad y a conocer el área. Justamente por eso, y si regresamos al pronóstico de producción, vemos que eran cautelosos y tendían solamente a revisar cuatro campos de los ocho que tienen y solamente era continuar actividades. Ahora lo que están haciendo es sí están, también van para la parte de infraestructura, pero está contenida en operación de instalaciones de producción. En operación de instalaciones de producción tienen ahí revisión, siguen con la infraestructura, siguen tratando de mejorar y conocer mejor el área y la parte de infraestructura para el proceso de la producción. Pero está reclasificado.

Y si ve también, tiene un buen monto en construcción de instalaciones. En la parte media tenemos 3.8 millones de dólares que van ahora por construcción de instalaciones. Entonces siguen conociendo el área y quieren ahora mejorar la infraestructura en torno a la producción para gas, que es básicamente el objetivo del área y la parte de condensado que seguirá por términos de logística con los carros tanques que están proponiendo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA.- Es el detalle porque las líneas de descarga sí se van a construir, pero no estoy seguro si ductos adicionales.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- No, es que lo ponen un poco general. En el Programa Provisional en la actualización aun así siguen conociendo el área, no tienen el control total del área, entonces siguen poniéndolo en su documento como se revisará, se continuará con mejoras, pero está muy general todavía. Ponen los esquemas totales que tienen de la partícula de producción desde el pozo hasta donde llega, pero el conocimiento total de las condiciones de la infraestructura todavía no es dominio del operador. Entonces por eso lo están poniendo y están poniendo ese monto en construcción de instalaciones, reclasificando los valores.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Podemos abonar al comentario de que precisamente por la cuestión de la elevación de la producción de condensados y de un pico de 130 barriles diarios, ellos están analizando también la flexibilidad de mandarlo de Rusco hacia el Módulo Ecatl y de ahí transportarlo con pipa igual hacia Batería Monterrey, pero es una flexibilidad. Y precisamente la revisión de esos ductos también está contemplada dentro del Programa Provisional.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. La continuación del Plan Provisional deberá traer por fuerza una evaluación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos del Plan de Extracción. En ese Plan de Extracción tendremos que tener mucho cuidado de maximizar el valor. Ya se dijo que cinco son yacimientos de gas y uno es de aceite. La clasificación de yacimientos de gas es yacimientos de gas seco, yacimientos de gas y condensado. Si alguno de ellos fuera yacimientos de gas y condensado, habría que tener mucho cuidado en la siguiente etapa, no en esta, de tal forma que la cantidad de condensados por la condensación retrógrada que se da en el yacimiento sea la menor. Posiblemente se va a requerir, si eso fuera así, la reinyección de algunos de esos yacimientos que tienen gas eco a yacimientos que son de gas y condensados, de tal forma que podamos maximizar el valor. Pero bueno, esa es otra etapa. Ellos están en el tiempo de conocer el yacimiento, de mantener la producción que ya vimos que la

van a incrementar en 3% y la verdad es que nuevamente me reitero pues muy contento de que los operadores estén buscando muy rápidamente incrementar la producción que finalmente pues tiene que ver con la rentabilidad de los proyectos. Muchas gracias Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pueden ir a la gráfica de producción, la que está de colores. A ver, el Plan Provisional es ese plan que debían presentar los que ganaran un contrato para mantener la continuidad operativa. Y ahí vemos que traían producción casi de 5 millones de pies cúbicos por día y de repente dicen, bueno, pues voy a cerrar unos campos porque los quiero estudiar ¿no? Quiero seguir estudiando, quiero ser precavido, no me quiero comprometer, todas las palabras que estaban diciendo ahorita. Digo, está bien, tienen la oportunidad de ellos, son nuevos, llegan y lo conocen. Nada más lo que yo quiero dejar aquí es ahorita pues fueron 2.5 millones de pies cúbicos. Pero no vaya a ser que venga después otro contrato de continuidad operativa que nos venga a cerrar 50,000 barriles o no quiera cerrar 20,000 barriles. Cuando se hace la licitación se ponen las condiciones de capacidades técnicas, financieras y de ejecución que se requieren para que ganen o puedan participar y ya después ganar. Entonces con todas esas capacidades deberían por lo menos de ser capaces de operar los seis campos y no estar cerrando algunos porque a lo mejor le faltó gente o quiere más análisis o cosas de esas. Digo, ahorita es poquito, pero yo no sé los otros planes provisionales. Yo ya sé que este ya fue aprobado y es una actualización, pero en las actualizaciones debemos ver que se mantenga la producción. Yo sé que pueden decir, bueno, es que es continuidad operativa y, bueno, pues están ahí abriendo y cerrando las válvulas y limpiando pozos, pero no importa que se caiga la producción. Pero no se puede decir que cierro tres campos para dedicarme nada más a otros tres. Creo que es algo que debemos estar revisando en los próximos Planes Provisionales para pues empujarlos un poquito a lo que están mostrando ahí que van a incrementar producción que está muy bien, pero también a que sigan atendiendo todos los campos que ellos ganaron cumpliendo con todas las capacidades que demostraron.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Adelante ingeniero.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- Comisionado Gaspar, respondiendo a su pregunta anterior, ya nos pasaron el dato ahora de la Dirección de Medición. Tenemos el dato de octubre 2018 para continuar esa curva amarilla que se ve de la producción real y es 4.74 millones de pies cúbicos por día, lo que da una tendencia más o menos sigue, permanece. Ese último valor es 5.09.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aquí está octubre, es este, está aquí. Está ahí donde está ese enlace rojo.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- Correcto. Entonces sigue más o menos la tendencia sin las reparaciones y sin toda la actividad que están proponiendo ahora para la actualización con solo la continuidad de actividades que traían en el Programa Provisional original.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.60.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.60.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta del Punto de Medición Provisional del Área Contractual 4, correspondientes al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.60.001/18

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, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 fracción XIII y último párrafo de este artículo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió las Resoluciones por las que se aprueban la actualización del Programa Provisional presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 4, correspondientes al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Teca-1 de la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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 Monroy, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muchas gracias. Muy buenos días comisionado, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Bueno, vamos a poner a su consideración el Programa de Evaluación presentado por Petróleos Mexicanos relacionado al descubrimiento de Teca-1. Este es un pozo en aguas someras en la asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01. Este pozo se perforó en el 2016 como vamos a ver y en el descubrimiento fueron varias arenas, también las vamos a ver cuántas arenas, son varios yacimientos intercalados y uno de los pozos que se aprobó en el primer periodo de exploración fue un pozo delimitador, también el Teca-1DEL. También ya se perforó y están los resultados y nos propone el operador hacer un trabajo de caracterización inicial, realmente una caracterización inicial ya con estos datos del pozo delimitador y del pozo descubridor de este yacimiento. Entonces si me lo permite Comisionado Presidente voy a pasar la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, quien es el Director General de Dictámenes de Exploración, para que nos dé los pormenores del plan.

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Buenos días Comisionados, gracias. Bueno, vamos a exponerles de manera breve lo que es el Programa de Evaluación asociado con el descubrimiento Teca-1 que está en la asignación 0009 que ya no repetiremos todo el nombre. La siguiente por favor.

Por supuesto el fundamento jurídico con el que hacemos esta actividad pues viene desde las propias asignaciones que se dieron al amparo de la Constitución, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía, los lineamientos que regulan el proceso y el del propio Título de Asignación es un término y condición quinto que es el que da vida a este periodo de evaluación de la asignación.

Para recordar nada más que el periodo adicional de exploración de esta asignación se otorgó el año pasado, en octubre del año pasado, y al amparo de ese Plan de Exploración después se hizo el Programa de Evaluación que fue propuesto a esta Comisión en agosto de este año y entre agosto y octubre hemos interactuado con el operador para desahogar este Programa de Evaluación y ahora traemos aquí al Órgano de Gobierno la propuesta para este Programa de Evaluación. Dentro de la cadena de valor exploratoria, pues nos encontramos ya en la última etapa de caracterización y delimitación. Como bien decía el doctor Monroy, ya se perforaron algunos pozos. Entonces en esta asignación ahora el objetivo es actualizar el modelo de caracterización inicial que se tenía con la perforación del pozo Teca-1, que fue el descubridor del yacimiento o de los yacimientos en esta área, con la incorporación también de los datos que se obtuvieron del pozo delimitador Teca-1DEL. La que sigue por favor.

Entonces algunas de las actividades, perdón, de los antecedentes que tenemos en el área pues es que ya venimos de un periodo inicial de exploración que es donde se hicieron algunas actividades que llevaron a tener este descubrimiento. Se perforó el pozo de Teca-1 que, como bien decía el doctor Monroy, se perforó en el 2016 entre en marzo y junio. Se localizaron cinco yacimientos de hidrocarburos desde el Plioceno hasta el Mioceno Superior. Y bueno, el pozo Teca-1DEL que ya había sido aprobado se llevó a cabo su perforación durante el periodo adicional de exploración que, como les decía, ya fue aprobado desde el año pasado.

Algunas generalidades para el área para ubicarnos. Estamos en aguas someras del Golfo de México. Nos encontramos justamente frente a las costas de Veracruz y Tabasco. Si ven aquí en el mapa este río que parece que es el río Coatzacoalcos, entonces es justamente la división entre Veracruz y Tabasco. Estamos en aguas someras en la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste. El descubrimiento se dio en una trampa

combinada. Las rocas almacenes son areniscas y, como les decía, la formación productora va desde el Plioceno Inferior hasta el Mioceno Superior. Se localizó gas y condensado de 40 grados API aproximadamente y el descubrimiento fue fechado en junio de 2016. Entonces aquí ustedes en el mapa pueden ver que el descubrimiento se encuentra en la parte noreste de la asignación. Este es la zona del descubrimiento Teca-1, es el pozo que se encuentra hacia el occidente y Teca, el delimitador, es el pozo que está hacia el oriente. La asignación tiene una dimensión aproximada de 971 km².

¿Qué estudios son los que llevaron o que llevó a cabo el operador para llevar a cabo este descubrimiento? Pues por supuesto es el estudio de identificación y evaluación de los prospectos, en donde determinó el prospecto Teca en el 2015. Después hizo los estudios geofísicos/geotécnicos en ese mismo año para continuar con un VCD que dio vida a la perforación del pozo Teca-1 en el mismo año y finalmente la prueba de prospecto que hizo el siguiente año una vez perforado el pozo. La siguiente.

Ahora, aquí en esta imagen ustedes pueden ver el pozo Teca-1 es el que se ve del lado izquierdo y el pozo Teca-1DEL es el que se ve del lado derecho. El pozo Teca-1 tuvo una trayectoria vertical. Como les decíamos ya, está en objetivos desde el Plioceno hasta el Mioceno Superior. Hubo un intervalo probado en 3,170 metros a 3,182 y lo que se encontró fue gas y condensado. La propuesta de la perforación del pozo Teca-1DEL pues evidentemente lo que buscaba era la continuidad de esos yacimientos que se localizaron en esta zona, pero hacia la parte oriental del área de la estructura.

Estos fueron del aforo que se tomó en el pozo Teca-1. Este fue el gasto que se tuvo hasta por un diámetro de media pulgada hasta 3,186 barriles de aceite, poco más de 7 millones de pies cúbicos de gas. Pero esta es la situación estructural que se tuvo en la perforación del Teca-1 y donde fueron, aquí se alcanzan a ver los diferentes yacimientos que se encontraron y lo que se buscaba era su continuidad hacia esta parte. El pozo Teca-1DEL ya fue perforado, terminó en septiembre de este año y resultó invadido de agua salada. Es decir, no tuvo un resultado favorable para la continuidad de estos yacimientos. La siguiente por favor.

Entonces lo que queda en el Programa de Evaluación como actividades a realizar es llevar a cabo el estudio de actualización de la caracterización inicial y la delimitación de ese descubrimiento. Dado ya los resultados tanto del Teca-1 como del Teca-1DEL, van a hacer esta actualización del modelo que tienen propuesto ahí. La que sigue.

Entonces pues nosotros lo que vemos es que es técnicamente viable este Plan de Evaluación dado que las actividades que nos están proponiendo realizar van a permitir la adecuada evaluación del descubrimiento que ya tuvieron con la perforación del pozo Teca-1DEL y del Teca-1 por supuesto. Lo anterior pues en términos de lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y de los propios lineamientos que regulan este proceso. Por lo anterior, pues traemos a ustedes la propuesta de aprobar el Programa de Evaluación presentado por Petróleos Mexicanos que es el operador del descubrimiento asociado con el pozo Teca-1 referente a la asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, muchas gracias. ¿Colegas Comisionados? Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El pozo delimitador resultó invadido de agua salada. ¿Da eso suficiente información para la evaluación del campo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Sí. Por los datos que nos ha proporcionado Petróleos Mexicanos, pues por supuesto la caracterización petrofísica que tuvieron ahí del pozo Teca-1DEL y los datos que se tienen pues van a ajustar. Si recuerdan, si podemos ir a la lámina me parece que es la seis. Ahí hay un mapita. Originalmente ellos suponían que el yacimiento era pues mucho mayor, esa era la propuesta original. Ellos entonces ahora con esta información que tienen de este pozo delimitador justamente en el estudio de caracterización que están haciendo van a restringir el área hacia la parte cercana al Teca-1, pero sí es suficiente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Este es el caso donde un pozo delimitador reduce

la incertidumbre, aunque fue no exitoso desde el punto de vista que no encontró los yacimientos, están invadidos. Pero esta es una sección, perdón, de casi 600 metros de arenas y lutitas, entonces estas arenas son realmente no muy potentes, son un promedio de 40 metros, inclusive un poco más delgadas de espesor, pero lateralmente se pierde. Si vemos en la parte sísmica, por ejemplo, vemos que se pierden, en donde ellos están poniendo un nuevo límite. Entonces en el estudio de caracterización que se está proponiendo se van a utilizar todos estos datos precisamente para ver toda esta heterogeneidad que existe y tratar de definir perfectamente este límite. Entonces el yacimiento era un poco grande, ¿verdad? Con este pozo y con los estudios que se han hecho se hace más pequeño el pozo cuando menos hacia esa dirección del Teca-1 que es hacia el sureste.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Qué distancia hay entre los pozos, perdón?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 5 km aproximadamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Solamente quizá no sé si queda lo suficientemente claro, cuando menos en la presentación no quedó, de que el objetivo de la evaluación serían tres. Uno, ahora sí delimitar el yacimiento, o sea, que creo que con el estudio que van a hacer tendrían que volver a delimitar el yacimiento ya que el pozo Teca-1DEL quedó fuera digamos o está invadido. Entonces tendrían que delimitar. Segundo, recalcular el volumen original. Y tercero, conoce la productividad, o sea, ya con los resultados del Teca-1 sobre qué productividad estaría, ¿no? Entonces creo que esos tres puntos son importantes porque van a ser el resultado de la evaluación y lo que se tendrá que estar evaluando.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Correcto doctora. Y este es uno de los casos también en el cual vemos que las etapas de evaluación son sumamente importantes antes de pasar cualquier proyecto a desarrollo, ¿no? Esto nos está dando una lección de que el pozo que se creía que iba a ser exitoso en este caso no lo es por la heterogeneidad de los yacimientos. Hay casos en que el yacimiento es un poco más homogéneo y sí, efectivamente con un solo

pozo se puede dimensionar hay veces el yacimiento. Pero en este caso es muy heterogéneo. Nosotros tenemos un principio básico en geología que se usa que lo que vemos verticalmente, la variación vertical que se ve, también está lateralmente. Es decir, esta variación de esos 600 metros tan heterogéneo también está hacia los lados y esto es una prueba de ello. Pero efectivamente doctora, tiene razón.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Quiero retomar este cometido de las etapas que se requieren para finalmente traer ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Plan de Extracción. Por supuesto requiere una evaluación. Lo que viene con este caso Petróleos Mexicanos cuando termine la evaluación, que sería toda la caracterización con toda la información que tienen, es traer un Plan de Extracción. El pozo en el estrangulador más grande produjo 3,000 barriles. El análisis económico pudiera llegar a resultar de tal forma que no fuera rentable el desarrollar el Teca-1. Así son las cosas, no solamente encontrar hidrocarburos y que haya alta productividad. La productividad parece muy buena. El gasto entre la caída de presión que es la productividad realmente es muy bueno, tiene buenas características petrofísicas de permeabilidad.

Pero está alejado de la costa, está alejado de la costa del orden de los 40 km más, ¿verdad? Lo cual significaría que habría que generar toda la infraestructura para poder extraer los hidrocarburos del Teca-1. Si hubiera más desarrollos alrededor de este yacimiento, posiblemente puedan hacer que este llegue a ser rentable en un cierto momento. En este momento Petróleos Mexicanos va a decidir si eso es posible. Pero quiero traer este yacimiento a tierra hipotéticamente. Y entonces si estuviera en tierra y hubiera yacimientos cercanos que tuvieran infraestructura, entonces el Teca-1 pudiera estar ya produciendo y eso hace las diferencias entre la rentabilidad y no rentabilidad, no solamente el yacimiento sino toda la infraestructura que está alrededor. Entonces esperemos que con este periodo de evaluación Petróleos Mexicanos nos plantee qué es lo que va a hacer con el yacimiento, que nos plantee el Plan de Extracción. Y por supuesto estoy de acuerdo en que hay que tomar todas las etapas que sean

necesarias para tener un buen Plan de Extracción. Pero también enfatizo que la producción de algunos pozos para algunas condiciones específicas se pudiera dar sin tener siquiera la evaluación. En este caso el haber construido un tubo sin haber tenido todavía el Teca-1DEL hubiera sido un gran error porque se hubiera generado una gran inversión que no se iba a pagar. Entonces bueno, es muy diferente yacimiento por yacimiento, sería el comentario.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Totalmente de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la misma línea de la pregunta del doctor Néstor o el comentario del doctor Néstor es cuál es el área en producción más cercana. ¿Qué tan lejos están de un área en producción?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- El área de producción más cercana está en la costa justamente y es una zona que está aproximadamente por aquí que se llama San Ramón que es un campo San Ramón, pero cercano en el mar no hay ningún campo desarrollado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Son como 20 km.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Como 20 km para ser exacto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- De la costa.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- A la costa, exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario colegas? Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.60.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Teca-1, de la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

ACUERDO CNH.E.60.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 7 fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 11 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 el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Teca-1, de la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:01 horas del día 6 de noviembre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima 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

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva