ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:14 horas del día 15 de marzo 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 y Héctor Moreira Rodríguez así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima 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 oficio número 220.0212/2018, de fecha 14 de marzo de 2018 y, 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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Statoil E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A3.CS/2016.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción del descubrimiento asociado al pozo Ixachi-1, referente a las Asignaciones AE-0032-2M-JOACHÍN-02 y AE-0028-2M-COTAXTLA-01.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Statoil E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A3.CS/2016.

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 HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera someter a consideración del Órgano de Gobierno el Plan de Exploración que pertenece al área contractual número tres de la cuarta licitación de la Ronda Uno de aguas profundas en la modalidad de licencia.

Se localiza en aguas profundas del Golfo de México al norte del Estado de Tabasco y cuenta con una superficie de 3,287 km^2 en tirantes de agua entre los 900 y los 2,500 metros. El licitante ganador fue un consorcio conformado por las empresas Statoil, British Petroleum y Total, siendo Statoil la empresa operadora. El área se encuentra en una etapa temprana de exploración, sin embargo, los estudios geológicos muestran que en esta zona existe un alineamiento estructural noreste-suroeste indicando el funcionamiento de un sistema petrolero, evidenciado con pozos que se han sido perforados en la zona con resultados exitosos para gas y condensado.

Las primeras evaluaciones que hizo el contratista le han permitido identificar en la totalidad del área un potencial de recursos prospectivos, estamos apenas en prospectivos, del orden de 2,300 millones de barriles equivalentes, lo cual muestra la importancia de esta área. Debido a lo anterior el área 3 de la Ronda 1.4 muestra un alto potencial exploratorio que, de confirmarse con las actividades que han sido propuestas en este Plan de Exploración, aportaría un gran valor para el Estado Mexicano. A continuación, quisiera pedirle al doctor Fausto, Faustino perdón, que nos presente su evaluación técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado. Muy buenos días a todos, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Sometemos a su consideración el dictamen técnico de este Plan de Exploración. Efectivamente – como lo dijo el Comisionado Moreira – el contratista es Statoil E&P México en consorcio con BP Exploration México y Total E&P México. Sí pasamos a la siguiente por favor.

Los fundamentos legales que tenemos para dictaminar este plan pues es la Ley de Hidrocarburos, artículo 44 en su fracción primera, sobre las mejores

prácticas y la incorporación de reservas; la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 39, fracciones primera, tercera, cuarta y sexta, sobre la evaluación del potencial, la reposición de reservas, la tecnología a utilizarse y por supuesto el beneficio del Estado respectivamente; así como los lineamientos, artículo 7, fracciones primera, tercera, cuarta y sexta; artículo 8, fracción primera, inciso a, b, c, d y e; y los artículos 15, 16 y el anexo 1 de la Guía para los Planes de Exploración; y el contrato, las cláusulas 4.1, que se refiere a los Planes de Exploración, el 4.2 al periodo inicial de exploración, 19.3 del contenido nacional y 19.5 de transferencia de tecnología. Adelante por favor.

Como lo dijo el Comisionado Moreira, esta es un área que se puede considerar un área geológicamente en una etapa inmadura todavía. Es un área considerada frontera desde el punto de vista exploratorio. Se estima un potencial petrolero prospectivo bueno en areniscas del Mioceno al Eoceno, es decir en el Terciario. Y las actividades del Plan de Exploración presentadas por el operador están enfocadas a comprobar primero el funcionamiento del sistema petrolero. Es decir, evaluar el sistema petrolero a través de estudios, van a hacer reproceso sísmico y la perforación de un pozo exploratorio esperando encontrar acumulaciones comerciales de aceite ligero y gas en trampas estructurales, sobre todo hacia el sector Este del área contractual. Estas se localizan geológicamente en Salina del Istmo una parte. Esta es la división entre Salina del Istmo y lo que es el Cinturón Plegado Perdido. El área contractual tiene una superficie de 3,000...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Cinturón Plegado Catemaco.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Perdón. Cinturón Plegado Catemaco, dije Perdido. Gracias Comisionada. La superficie son 3,287.1 km² y los tirantes de agua varían desde los 900 hasta los 2,500 metros. Entonces en esta área contractual pues hay sísmica 3D. Tenemos cubierto prácticamente toda el área con sísmica 3D de buena calidad. Los Estudios hay tres estudios principales: Anegada-Labay, hacia el sur Han Sur Oeste de Tamil y Yoca Butub. También hay información sísmica 2D, sin embargo, no se ha

perforado dentro del área contractual ningún pozo exploratorio de ninguna índole.

Y efectivamente – si pasamos a la siguiente por favor – cercano a esta área contractual hay aproximadamente ocho pozos que ya se han perforado. Esos pozos han sido productores en su caso por ejemplo Kunah-1DEL de gas, Alaw-1 productor no comercial de gas húmedo, Lakmay-1 improductivo, Hem-1 productor de gas, Yoka-1 productor no comercial de gas, Nat-1 productor de gas y condensado y Nat-1DEL productor de gas. El más cercano está a menos de un kilómetro, que es Kunah-1, productor de gas en esta área. Seguimos por favor, adelante.

Bueno, como dijimos, los objetivos principales está evaluar el potencial petrolero y obviamente la evaluación de recursos prospectivos al último, en el final del periodo. El Plan de Exploración que presenta el contratista establece 12 estudios exploratorios que los vamos a ver más a detalle y hay un reprocesamiento sísmico. Este reprocesamiento sísmico considerado cubrirá en su totalidad el área contractual, es decir, más de 6,750 km², considerando un buffer de 10 km para cubrir toda el área. Dos tipos de reprocesamiento sísmico utilizando Kirchhoff en profundidad y el reprocesamiento sísmica también de esta sísmica en TTI RTM, que son algoritmos que se usan. Entonces en cuanto a la perforación se tiene comprometido un prospecto exploratorio perforarlo, sin embargo, efectivamente el contratista ha identificado oportunidades. En su caso cuando menos ya tienen 12 oportunidades visualizadas, dentro de los cuales el prospecto Hunab, considerado prospecto tipo según el contratista, es una de las mejores oportunidades. Seguimos por favor.

En cuanto al reprocesamiento sísmico es importante decir que, aparte de que va a cubrir toda el área contractual, la aplicación de los flujos de trabajo de eliminación de múltiples 3D. Esto quiere decir reducir el ruido que hay en la sísmica porque en algunas partes la sísmica tiene ruido. Recordemos que esta es un área también compleja y esta eliminación de ruido es por el fondo marino. La construcción de modelos de velocidades es importante porque es un área muy poco conocida desde el punto geológico. Se van a necesitar estudios de AVO y el procesamiento de imágenes de migración de tiempo inverso para profundidad, para representar y posicionar directamente las estructuras. Es decir, las

estructuras muchas veces en la sísmica se ven a una profundidad, sin embargo, pueden estar más arriba o más abajo dependiendo del modelo de velocidades que se use. Esto es sumamente importante en un área temprana de exploración. ¿Ok? Seguimos por favor.

Hablábamos de esos 12 estudios, el contratista propone 12 estudios. Estos 12 estudios ustedes están viendo aquí el estudio, el objetivo y el alcance. En forma genérica, los modelos de velocidades que les explicaba, los sismogramas sintéticos para atar los pozos que estén, aunque cerca del área; la interpretación sísmica a través de toda el área; la generación de atributos de AVO y modelos físicos de roca y los estudios regionales en general para evaluar la prospectividad del bloque y ver el potencial de generación y la fase en cuál se encuentran los hidrocarburos. En los estudios que se han hecho de madurez de materia orgánica indica que hay tanto gas, puede haber gas como aceite. Seguimos por favor.

La descripción del play fairway, esto es un método nada más para ver la calidad de la roca que se usa a nivel internacional – están aplicando las mejores prácticas – y la evaluación de recursos prospectivos de estas 12 oportunidades deben de cuantificar los volúmenes de hidrocarburos, potenciales que hay ahí y armar una cartera en su caso de prospectos y elegir el mejor para perforar. El análisis estructural, es muy importante también crear un marco estructural detallado en esta área. La estimación de capacidad de sello que es un problema muchas veces cuando están todos los elementos, la trampa está muy bien, sin embargo, el sello está débil, es decir, los hidrocarburos se han escapado. Entonces es sumamente importante también establecer esto en una etapa temprana de exploración como en esta área. La evaluación inicial de presiones de poro y de fractura y la descripción de sobrecarga inicial y selección de localizaciones ya está enfocado básicamente cuando ya se tiene el prospecto y se quiere diseñar un pozo. Seguimos por favor.

Esta es una de las 12 oportunidades que el contratista ha visto. Está a 1,440 metros de tirante de agua. Le llaman prospecto tipo Hunab, es decir, las demás oportunidades son similares a esto desde el punto de vista estructural. Y los objetivos pues son plays hipotéticos del Mioceno Inferior al Eoceno. Entonces esta es la posición del prospecto Hunab. Esto es simplemente una sección estructural donde indica que efectivamente

cuando menos está la estructura, ellos tienen que hacer todos esos estudios para ver si efectivamente esa estructura está a la profundidad que ellos están determinando y sobre todo si todos los elementos del sistema petrolero están trabajando. Los recursos prospectivos de Hunab son calculados aproximadamente a la media sin riesgo de 397 millones de barriles con una probabilidad de éxito geológico del 15%. Y en su caso de ser exitoso un prospecto de este tipo, tendríamos una reserva a incorporar de 60 millones de barriles aproximadamente. Continuamos.

Este es el cronograma que propone el contratista. Recordemos que esto es un periodo inicial de cuatro años de exploración, entonces estamos viendo aquí que ya obviamente estas de 2017 ya se están cumpliendo. Tenemos de 2018 hasta principios del 2022. Y estos son los estudios exploratorios de lo que están proponiendo y sobresale aquí sobre todo los estudios regionales, la interpretación sísmica que van a llevar hasta finales de 2018 y AVO hasta finales también de 2018, así como el modelado de física de rocas. Y la evaluación de recursos prospectivos prácticamente va a ser en todo el tiempo, en todo el periodo de exploración. La descripción de calidad de la roca almacén, los análisis estructurales detallados que ya platicamos y la estimación de capacidad del sello, así como los estudios para perforar. En su caso de reprocesamiento sísmico tiene contemplado terminarlo por ahí por octubre de 2018 y en su caso hacer otro reprocesamiento e inversión también sísmica en todo este 2018. Por último, la perforación del pozo Hunab, del prospecto Hunab perdón, o cualquier otro de los 12 ya identificados a finales de 2018 y parte de 2020, con el cual estarían primero evaluando el potencial y sobre todo dándole certidumbre, reduciendo el riesgo geológico, darle certidumbre a las inversiones. Seguimos por favor.

En cuando al Programa Mínimo de Trabajo que tiene que cumplir, son 17,701 unidades de trabajo y unas unidades adicionales de trabajo comprometidas de 40,000. Entonces el total que tiene que cumplir son 57,701 unidades mínimas de trabajo en este contrato, en este periodo de exploración y aquí vemos el desglose. Para todo el primer Programa Mínimo de Trabajo traen 7,367 unidades y con la perforación de un pozo llegarían a 58,967, un poco mayor de lo comprometido. Sin embargo, podemos ver que en el Programa Mínimo de Trabajo pues se quedan con 7,700 cuando deberían de cumplir 17,000. Sin embargo, lo que cuenta es

el total para acreditarles las unidades de trabajo. Por otro lado, el pozo tipo Hunab está programado para una profundidad de 4,000 metros. Es decir, si cambia este prospecto a cualquier otro, debe de cumplir las mismas similitudes en cuanto a profundidad, a los objetivos geológicos, a los tipos de hidrocarburo, etc. Y entonces la acreditación obviamente de estas unidades por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total de las actividades factibles de acreditarlas y únicamente en los términos definidos en el anexo 5 del contrato.

Por otro lado, existen actividades opcionales que podría acreditar el contratista en su caso de que por ejemplo le hagan falta algunas unidades de trabajo, como pues esta inversión sísmica, registros geofísicos, núcleos de pared, núcleos cortados en el pozo y muestreos con MDT.

En cuanto a la parte de las opiniones que hemos recibido de la Secretaría de Economía en cuanto al cumplimiento de contenido nacional, es una opinión favorable. Ellos, la Secretaría de Economía, nos dice que en materia de contenido nacional el Plan de Exploración presentado por el contratista cumple con el mayor de 3%. Entonces es una opinión favorable. Igual con el Programa de Transferencia de Tecnología se emitió opinión favorable respecto del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología por parte de la Secretaría. En cuanto al Sistema de Administración con la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) indicó que la empresa Statoil ingresó el 3 de noviembre del año pasado la solicitud de registro de conformación de su Sistema de Administración y de la clave única del registro del regulado llamada CURR.

En cuanto a las conclusiones podemos decir de este, del Plan de Exploración, es que las actividades en general permitirán consolidar nuevo conocimiento geológico del subsuelo, mayor conocimiento, evaluar el potencial petrolero mediante estos reprocesamientos sísmicos, los estudios exploratorios que hagan en cada una de las oportunidades y convertirlas a prospectos y que permitirá mejorar obviamente la definición de las estructuras y la estimación de volumen de recursos prospectivos. En términos de la estrategia que están usando desde el punto de vista exploratorio, permitirá reducir la incertidumbre geológica y acotar el riesgo exploratorio en cada uno de estos prospectos. Obviamente tienen que tener la jerarquización. Y actualmente pues se ha documentado este

prospecto tipo denominado Hunab y su perforación o la de algún otro similar de las otras 11 oportunidades una vez que se realice van a... una vez que tengan la jerarquización, perdón, van a ver si este realmente es el mejor prospecto. Y en cuanto al Programa Mínimo de Trabajo y el incremento al Programa Mínimo, contempla un total de 57,701 unidades de trabajo – como ya lo acotamos – y al ejecutarse el Plan de Exploración el operador podría superar en su caso estas unidades.

Por lo que la propuesta que hacemos es que el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planeadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero en esta área, evaluaría el potencial petrolero y maximizaría el valor estratégico del área contractual en términos de lo establecido en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las cláusulas 4.1, 4.2 y anexo 5 del contrato. Entonces paso la palabra al Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues como ven ustedes, es un área donde no ha habido perforación, pero eso no quita que sea un área prometedora. Entonces queremos proponerle al Órgano de Gobierno de la CNH que se apruebe el Plan de Exploración asociado al contrato del área 3 de la Ronda 1.4 del operador Statoil E&P México, S.A. de C.V.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Me gustaría que pusieran el diagrama de Gantt de todas las actividades. Inicio comentando que el plan me parece pues muy adecuado, pero quiero hacer énfasis en una situación que se presenta ahí. Miren, en la parte de estudios exploratorios la última actividad es la descripción de la sobrecarga inicial y selección de localización. Eso más o menos termina como en abril, ¿no? De acuerdo con lo que se ve ahí. Y la perforación del pozo inicia en octubre del 2019. Eso significan seis meses entre el momento en que selecciona la localización y la perforación. Ahí hay involucradas muchas actividades. Por parte del operador tiene que tener el contrato para el equipo que va a venir a perforar, pero también ahí están involucradas cuestiones que tienen que ver con la regulación, los

permisos del pozo, las cosas que tienen que hacer con ASEA. Seis meses parece que pudiéramos reducirlos.

Yo no digo que cambien esto, o sea, pero creo que hay que estar muy atentos de cómo nosotros podemos influir para que en los siguientes planes que nos traigan podamos asegurarle al operador que lo pueda hacer más rápido de tal forma que pudiera perforar antes. Creo que eso lo he dicho en varias ocasiones: somos socios – ¿no? – de alguna forma del operador y entonces habría que buscar cómo mejorar la parte que nos corresponde a nosotros. Seis meses pues de entrada alguien podría decir, "oye, ¿pues por qué no le bajan?" Pues no le pueden bajar porque tienen que cumplir con ciertos requisitos y no pueden contratar un equipo y tenerlo parado hasta tener los permisos. Entonces ahí creo que tenemos que trabajar mucho más de la mano. Y bueno, aunque este plan fuera autorizado tal y como está planteado, que yo lo apoyaría, habría que ir buscando en el tiempo (en 2018) cómo poder ayudar a que estos tiempos se pudieran reducir.

¿Por qué es importante reducir tiempos? Porque tiene que ver con la rentabilidad de los proyectos. En la medida que traemos actividades que nos pudieran llevar a obtener hidrocarburos a tiempos menores, eso mejora la rentabilidad. Muchas gracias.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, quizá nada más yo haría la sugerencia de que una vez que definan el pozo que van a perforar se notifique a la Comisión el pozo. O sea, porque en este momento hay uno que está más o menos definido dentro del plan, pero hay 12 otros que podrían ser la opción. Entonces una vez que hagan los estudios estarán en disposición de saber cuál pozo es el que van a perforar. Entonces en ese momento valdría la pena que en la resolución se mencione que se notifique a la Comisión. Más allá que después tengan que pedir autorización y hacer los trámites correspondientes, pero que se notifique con la información geológica correspondiente, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correcto. Hacemos el ajuste en la resolución propuesta para que quede en ese sentido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. ¿Algún otro comentario? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Bueno, igualmente me parece que la explicación del contenido del plan es muy buena. Yo nada más quisiera hacer una recomendación, no necesariamente para esta exposición, sino para posteriores exposiciones de los planes. Que si pudiéramos agregar una lámina donde se describiera un poco más el contenido del Programa de Trasferencia de Tecnología y Capacitación y de contenido nacional, por la razón de que los operadores están presentando programas muy interesantes y que al fin y al cabo en esta etapa quizá sea el impacto más importante que se va a tener para efecto de beneficios muy concretos hacia el país. Estamos hablando de becas, estamos hablando de capacitación, estamos hablando de algunas inversiones a través de las cuales se va a poder transferir el conocimiento que se va a adquirir pues a técnicos mexicanos, a ingenieros mexicanos. Entonces me parece que si pudiéramos ahí ampliar un poquito más para las siguientes exposiciones sería atractivo.

Y segundo, hacer una recomendación en cuanto a clarificar ya en la resolución que estamos hablando de un solo programa que se denomina Programa de Transferencia de Tecnología y de Capacitación y no se trata de dos programas distintos. Porque si leemos la cláusula 19.5 del contrato dice, "el contratista deberá de cumplir con los Programas de Capacitación y Transferencia de Tecnología aprobados por la CNH en el Plan de Exploración". Dice "los programas", cuando realmente estamos hablando de uno y así es como se está presentando ante la Secretaría de Economía y es la Secretaría de Economía la autoridad competente y ha considerado que se trata de un solo programa. Entonces para que no vaya a haber ya confusión aclararlo en la resolución y en todas las resoluciones de que estamos aprobando un programa que abarca los dos contenidos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias por la precisión Comisionado. Les parece bien hacemos la precisión por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De acuerdo Comisionado. Hacemos la precisión en la resolución igualmente propuesta y para subsecuentes igualmente haremos las precisiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas Comisionados, ¿alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.17.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Statoil E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A3.CS/2016.

ACUERDO CNH.E.17.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Statoil E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A3.CS/2016.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción del descubrimiento asociado al pozo Ixachi-1, referente a las Asignaciones AE-0032-2M-JOACHÍN-02 y AE-0028-2M-COTAXTLA-01.

En desahogo de este punto 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.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados, buenos días. Ponemos a su consideración el dictamen del Programa de Evaluación de este descubrimiento denominado Ixachi por el pozo Ixachi-1, presentado por el operador Pemex.

Como antecedentes podemos decir que Pemex llevó a cabo actividades de exploración donde evaluó el potencial y obviamente hizo toda la parte de evaluación de recursos prospectivos y decidió perforar un pozo en un prospecto y ese pozo se llama Ixachi-1. Dio con un yacimiento. Es un yacimiento que vamos a ver del Cretácico Medio, es un yacimiento que tenemos, con los datos que se obtuvieron de este pozo, como de gas y condensado. La perforación del pozo Ixachi-1 dio inicio el 25 de enero de 2017 y concluyó las actividades en la terminación del pozo 09 de noviembre del mismo año. Alcanzó su objetivo resultando productor como les decía de gas y condensado en rocas del Cretácico Medio. Entonces adelante por favor.

El descubrimiento de Ixachi se encuentra, se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México en el Estado de Veracruz. Se ubica en la provincia

petrolera de Veracruz y es una trampa combinada desde el punto de vista geológico. Esto quiere decir que tiene una parte estructural y una parte sedimentaria que es muy importante que ambas se cumplan para que sea productor una trampa. La trampa mide 18 km, aquí están 18 km a lo largo y aproximadamente 6 km de ancho. Varía este ancho, pero en su máxima anchura es de 6 km. El área es de 56 km² y la roca de almacén son bancos carbonatados, es decir son calizas, definidas como complejos arrecifales en el borde autóctono de la Plataforma de Córdoba. Y aquí me gustaría hacer un énfasis.

En esta área hay muchos pozos, pero llegaron, estos pozos estuvieron explotando yacimientos Terciarios hacia arriba, de lo que se llama autóctono. Las rocas autóctonas son las que prácticamente cortó el pozo Ixachi-1 y arriba hay muchas otras capas de igual edad debidas a un evento tectónico. Esto es importante porque hay pozos que han perforado esas rocas, pero las rocas de arriba, les decimos alóctonas. Este pozo tiene la singularidad de que llegó a la roca autóctona, esto es lo más profundo. Vamos a ver ahorita las formaciones Cretácico Medio y a ese nivel es de 6,854 metros de profundidad. Es decir, es bastante profundo. El hidrocarburo es gas y condensado de 40 grados API y la fecha de descubrimiento fue el 9 de noviembre de 2017.

Entonces en este Plan de Evaluación que propone Pemex, esta es la configuración de lo que ahorita se conoce como los límites que podría ir a alcanzar este yacimiento de Ixachi-1. Está en dos asignaciones, en la AE-0032-2M-Joachín-02 al Norte y hacia el Sur AE-0028-2M-Cotaxtla-01. ¿Cuál es el objetivo en este caso? En este caso el objetivo es comprobar hacia la parte sur. Este es el pozo descubridor. Es decir, comprobar hacia la parte sur la continuidad lateral principalmente de la roca almacén. Esta roca almacén puede variar tanto en profundidad como... lateralmente como verticalmente, ¿no? Entonces el plan va enfocado a esto, a identificar si efectivamente el yacimiento se prolonga hasta allá, su continuidad, mediante la perforación de un pozo exploratorio que es el que estoy señalando. Y dependiendo de ese pozo, del éxito de ese pozo o no, se perforaría otro pozo delimitador más al sur para ver si sigue este yacimiento para acá. Eso es lo primero.

¿Qué nos daría esto? Bueno, nos daría la certidumbre de los volúmenes y los límites del yacimiento, límites geológicos. Además, como objetivo de este plan, Pemex está proponiendo realizar una prueba de presión-producción de alcance extendido en el pozo ya perforado, en el Ixachi-1. Esto es para evaluar las características del sistema roca-fluido. Seguimos por favor.

¿Entonces qué actividades se han realizado en esta área? Bueno, hay reprocesamiento sísmico 3D en profundidad de dos cubos sísmicos que lo que están viendo es un merge o una unión de esos dos, Zafiro-Perdiz-3D, y abarca un área de más de 860 km². Es decir, completamente cubre a todo lo que podría ser el yacimiento. Hay dos estudios de sistemas petroleros con el que definieron precisamente el Ixachi-1 y cuatro estudios de plays trabajados a todos los niveles de la columna estratigráfica. Una identificación y evaluación y selección de prospectos que fue Ixachi-1. Hicieron un VCD para ese pozo y perforaron el pozo, resultando productor. Y por lo tanto empezaron un estudio inmediatamente de caracterización inicial de ese yacimiento. Seguimos por favor.

Lo que estamos viendo básicamente en esta figura es la parte estructural de lo que sería el yacimiento. El pozo que está perforado es Ixachi-1. Este un perfil sísmico donde vemos la posición del pozo Ixachi-1. Aquí está el yacimiento prácticamente. Lo que notamos es que, bueno, primero, el pozo Ixachi-1 es una trayectoria vertical. Fue un pozo vertical. La profundidad que alcanzó, que es esta, es de más de 7,700 metros desviados bajo mesa rotaria. Es el objetivo Cretácico. Y los intervalos probados están a 6,854 y 6,560, 6,520 metros verticales bajo mesa rotaria. Entonces se hizo también la prueba de producción y se estimuló con un fracturamiento ácido.

Entonces, ¿qué vemos aquí en esto? Vemos principalmente lo que es la columna del yacimiento, la columna del Cretácico donde está el yacimiento pues tiene variaciones laterales de espesores. Y si ven esta parte se adelgaza bastante y otra vez vuelve a engrosarse. Esto nos está diciendo que hacia el sureste lateralmente, tanto vertical como lateralmente, hay una heterogeneidad de la roca. Es decir, no es completamente homogénea. Esto es sumamente importante en un periodo de evaluación del yacimiento. La siguiente por favor.

Estos fueron los resultados de la prueba. Nada más para denotar en un intervalo lo que tenemos aquí en azul son la prueba antes de fracturamiento ácido. Y no más para notar, aquí hay por un cuarto tenemos un gasto de líquidos de 305 barriles por día y de 1.9 millones de pies cúbicos de gas. Entonces después de fracturamiento por ese mismo estrangulador se alcanzó 712 barriles por día, más del doble, y 5 millones de pies cúbicos por día. Es decir, bastante. O sea, esto denota que precisamente el fracturamiento ácido fue una tecnología aplicada, una metodología y tecnología aplicada que dio como resultado esto, que los valores se incrementaran de los gastos de este pozo. Adelante por favor.

En cuanto al modelo petrofísico fue lo principal que determinó los límites que Pemex está proponiendo para este yacimiento. Lo que ustedes están viendo en esta imagen es el registro vertical del pozo y estas son las pruebas de producción de que hicieron. En ambas pruebas no hubo flujo de agua y ellos están proponiendo que este límite como el límite de una reserva probada. Y después, 120 metros más abajo, un límite de reserva probable y por último el cierre estructural, el límite de reserva posible. Entonces Pemex propone esta reserva con este descubrimiento y estima en 366 millones aproximadamente la reserva 3P. Esto tiene que ser validado por la Comisión. De hecho, Pemex ya solicitó a la Comisión para su validez en cuanto a reserva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es la estimación de 3P?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 366 millones aproximadamente de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo que están viendo ustedes arriba es la roca almacén. Eso es muy importante, o sea, la roca almacén hay porosidades, es decir, donde están los hidrocarburos alojados, pero esas porosidades están un poco aisladas. Por eso el tratamiento ácido sí fue efectivo, porque disuelve la roca y conecta en su caso la fractura ácida. Seguimos por favor.

En cuando al cronograma que el operador propone, propone el escenario base y el escenario incremental. En el escenario base propone la prueba de producción de alcance extendido en el pozo Ixachi-1, en el cual ya comentamos, un pozo delimitador, el Ixachi-1DEL y la actualización del estudio de caracterización. Esto está en color verde. Es prácticamente estas actividades se harían en 2018. Y en el escenario incremental la perforación en su caso del pozo delimitador Ixachil-2DEL más hacia el Sur que les mostré y esto estaría aproximadamente empezando por ahí por agosto de 2018 de este año. Seguimos por favor.

Entonces esta es la localización del pozo Ixachi-1DEL. También sería un pozo bastante profundo a 7,200 metros con tipo J por la forma en que van a alcanzar el objetivo. Sería el mismo, el Cretácico Medio a 6,442 metros aproximadamente y van a investigar un espesor de 758 metros de roca almacén. También tienen previsto un fracturamiento ácido, el mismo tratamiento que les dio resultado en Ixachi-1. Seguimos por favor. Este es el Ixachi-2DEL. En caso de perforarse, igual tipo J. Las profundidades son similares. El objetivo está a 7,070 metros y el espesor a investigar son 630 aproximadamente. Igual están proponiendo un fracturamiento ácido. Seguimos por favor.

La prueba de producción de alcance extendido que se propone en Ixachi-1 tiene tres etapas, la están programando para tres etapas. Eso es importante de hacerlo notar. La primera etapa es un periodo inicial de flujo. Van a estabilizar la presión y el gasto. En la segunda etapa es de 120 horas. Van a generar curva de incremento para obtener todos los parámetros de almacenamiento, geometría de flujo, la presión promedio del yacimiento, la permeabilidad efectiva, el daño, la capacidad de flujo, etc. En la tercera etapa, el periodo de alcance extendido es una prueba de decremento de presión durante 180 días, lo más grande/largo de la prueba, mediante la producción de fluidos para identificar límites estructurales, estratigráficos, si hay compartamentalización, acuñamiento de toda la roca almacén, variaciones, barreras de flujo, etc., y obviamente los volúmenes de hidrocarburos asociados al radio de drene.

Entonces si me lo permiten, seguimos por favor. Comisionado Presidente, le pasaría la palabra a la maestra Ana Bertha González Moreno, Directora

General de Medición, para que nos explicará dos láminas que a continuación están.

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

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, muy buenas tardes. El operador petrolero nos presentó el aforo de pozos cómo se iba a llevar a cabo. En primera instancia de la boca del pozo se va a tener un múltiple, un múltiple de alta presión. Si lo podemos. Esta parte de aquí. Se van a hacer dos acometidas. Estas dos acometidas se van a salir una línea. Van a matar presión porque la presión en la cabeza es muy alta, meten dos separadores para lo que es el acondicionamiento del fluido. Vamos a tener la medición del gas con una placa de orificio. Vamos a tener para la medición de aceite un medidor de turbina y para la medición del agua.

Posteriormente, como es un yacimiento de gas y condensado, meten un segundo separador para medición de gas y bajar la presión de los hidrocarburos. Ambas corrientes las van a confluir y en la siguiente acometida se va hacia la Batería Perdiz. El aforo va a consistir de una prueba por mes durante 24 horas. Dado que la infraestructura del campo no se cuenta para las líneas de descarga, se tiene que hacer el aforo una vez por mes a boca de pozo y esta corriente se tiene que ir posteriormente a lo que sería la Batería Perdiz junto con otras corrientes de los pozos. La siguiente por favor.

En esta parte vemos nosotros el pozo Ixachi, dado que no cuenta con infraestructura de descarga, se va a confluir junto con lo que sería el pozo 35, el 579 y el 3 hacia la Batería Perdiz. Entonces solicitamos lo que fue la separación y las características de los medidores de la Batería Perdiz hasta lo que sería el acondicionamiento y comercialización del hidrocarburo, solicitándole en este caso la medición por etapas que tendríamos para el gas y el aceite tanto con medidores tipo Coriolis como medidores de placa para gas. Y los acondicionamientos que tendríamos en Papan, que es la Estación de Medición y Acondicionamiento que están, son medidores ultrasónicos para la comercialización. Para poder diferenciar la corriente de lo que tendríamos en Ixachi-1, solicitamos al operador que nos presentara durante el periodo que estaría de prueba, que es de marzo a

septiembre, una metodología de balance para la asignación de corriente que tendríamos en Ixachi.

Lo que sería la parte de la calidad de los hidrocarburos en boca de pozo sería manual. O sea, tendríamos muestreo manual tanto para agua, aceite y gas. En el caso de la Batería Perdiz lo tendríamos en forma automatizada en línea. Básicamente eso es lo que se nos presentó por parte del operador. Adelante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Adelante por favor. Entonces la propuesta. El Plan de Evaluación se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades a realizar permitirán la adecuada evaluación de este descubrimiento llamado Ixachi-1 en términos de lo establecido en el artículo 39 en sus fracciones primera, cuarta, sexta y séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como en el artículo 17, anexo 1, apartado seis y anexo 7, apartado cuatro, inciso a, de los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. Por lo anteriormente expuesto, se propone a este Órgano de Gobierno a su consideración la aprobación de este Programa de Evaluación presentado por el operador Pemex Exploración y Producción del descubrimiento asociado al pozo Ixachi-1 referente a las asignaciones AE-0032-2M-Joachín-02 y AE-0028-2M-Cotaxtla-01. Es todo Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario. Yo creo que este es un buen ejemplo de dos cosas. Uno es de que la parte de fracturamiento no es una novedad. Hemos estado haciendo fracturamiento desde hace 40 o 50 años. Y segundo, que funciona como técnica. Los datos que nos presentó aquí el doctor Faustino es que casi se triplica la producción después del fracturamiento. Entonces aquí hay dos

cosas, es las diferentes metodologías o tecnologías de fracturamiento y segundo es asegurarse que se usen correctamente. Pero no es una novedad y esto nos lo demuestra, que el hecho que estamos usando fracturamiento en la producción petrolera desde hace décadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto, muchas gracias doctor. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Es un yacimiento de gas y condensado. La presión en el fondo son 1,202 kg/cm². La presión normal a esas profundidades debe ser del orden de 800, entonces está bastante sobre presionado. La presión en cabeza son 898 kilos. Es algo muy, muy grande. Y mi pregunta va o mis observaciones van ligadas con la parte de medición. Ya nuestra Directora de Medición nos comentó que van a hacer una reducción de presión. No sé si pudiéramos poner la lámina donde está el pozo y donde teníamos la reducción de presión. Entonces arriba tenemos 898 kg y otra cosa también interesante es el factor del volumen del gas.

El factor del volumen del gas es 0.0028, eso quiere decir que un volumen en el yacimiento al salir a superficie se expande 357 veces. Es una cantidad bastante grande. En el yacimiento tenemos gas y la pregunta específica o las consideraciones es: tenemos que hacer una buena medición tanto del gas como de los líquidos. Entonces dada las condiciones de presión en superficie nos mencionaba nuestra directora que teníamos por aquí arriba – ¿verdad? – alguna reducción de presión. Y me gustaría saber cuánto es la presión de separación en el separador 1 y en el separador 2 y no por los números sino más bien por saber si está estabilizado los fluidos para poder medirlos en forma adecuada.

Ahora, por otro lado, también tenemos una saturación de agua pues bastante alta y la pregunta es si tenemos también producción de agua. Al parecer sí, porque estamos hablando de separación trifásica. Entonces a ver, fundamentalmente me gustaría saber si hay producción de agua, si las presiones de separación son lo suficientemente bien diseñadas para poder tener una estabilización, porque se va a mandar el gas por una tubería y se va a mandar el líquido por la otra. Entonces esa es mis inquietudes. Es un caso, quise hacer toda esta introducción porque realmente es algo difícil de manejar. En superficie sus presiones son bastante, bastante altas.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, efectivamente se tiene un múltiple que le llamaron de un patín de medición de presiones fraccionadas. Y mi cuestionamiento cuando presentaron la prueba precisamente fue originada por los 858 kg que se tiene o 898 kg que se tiene a la cabeza. Entonces se tienen reducciones alrededor donde viene la conexión que tenemos. Aquí faltó unas reducciones de presión antes de entrar al separador. Entonces cuando lo revisamos con ellos, ¿por qué tenían un separador? Le dije, "no, es muy bajo la presión de separación". Digo tienes que bajar la presión, estrangularla, ¿sí? Y además con el inconveniente de que puedas tener un efecto Joule y se congele. Entonces ellos dicen no, porque vamos a manejar tres estrangulamientos previos. Los separadores están diseñados alrededor de 15,000 libras o un poquito más para poder aguantar la presión. Y la otra cosa que también yo había visto es que la presión cuando se incorpora a la Batería de Perdiz con las demás corrientes llega alrededor de 6-7 kg en batería. Entonces le dije, "¿cómo vas a bajar la presión?" Finalmente quedaron con unas presiones de los 800 vas a bajar alrededor como de unos 100 más o menos en la última etapa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Van a estar bastante líquidos.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Exacto, exacto. Y la otra fue, el cuestionamiento fue el agua. Realmente ellos en la producción de la prueba de producción que se dio previa no tenían casi agua. O sea, realmente lo que tiene son líquidos, que es el condensado, y con el gas y con mínima presencia de agua. Aun así, para hacer la prueba extendida que fuera más representativa solicité que nos dieran la producción de agua para esta prueba y se instalara el medidor para tal junto con la toma de muestras, aunque fuera mínima, para ver cuánto o cómo se comportaba el agua. Porque de acuerdo a lo que tenían registrado no se tenía residuos de agua.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces dos puntos. El primero, en el separador dos estamos bajando a 100 kg y todos esos líquidos que se van a ir con el gas, ¿dónde los vamos a medir?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Se mide aquí. En esta parte de aquí si vemos tenemos el

medidor de condensado y el medidor de agua. Igual aquí, tienes medidor de aceite y este es de agua. Y el gas que tendríamos en la descarga para irse a la Batería Perdiz. Se conjuntan y se van.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el gas todavía lleva muchos condensados. Estamos a 100 kg, está muy alta la presión.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Exactamente. Pero aun así vamos a decir que, en la parte de este, que es más que un separador si vemos, la que estamos separando realmente es el gas con el condensado. Más que como un separador, estaría actuando como un rectificador de gas. Entonces estaríamos acumulando la mayoría de condensados aquí, en esta parte de aquí y aquí manejamos la mayor cantidad de líquidos. ¿Sí? Porque es un yacimiento de gas y condensado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Pero en esta salida, esta que viene para acá, dice gas y líquidos y están a 100 kg/cm^2. Todavía aquí llevamos condensados.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Esos dónde los medimos?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Se van a tener que determinar con la calidad y el porcentaje.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Va a ser una estimación.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Va a ser una estimación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, el otro asunto. Para las pruebas de presión – salud – es mucho, muy importante el que se llegue a tener lo que llamamos en el campo el flujo crítico. O sea, que las perturbaciones que hagamos acá afuera en todo ese sistema no afecten la presión en cabeza y que finalmente no afecten el comportamiento de presión en el fondo. ¿Estos equipamientos aquí para reducir presión no afectan el comportamiento del flujo del pozo? Generalmente lo que

hacemos en el campo es que la presión aguas abajo es pues la mitad de la presión aguas arriba, pero aquí son presiones mucho, muy grandes. Eso ya lo consideraron para que... Yo sé que ahorita estamos viendo la medición, pero también es ingeniería petrolera. Entonces a lo mejor no sé si lo que tú leíste valida esta situación de que no va a afectar la prueba de presión, porque hay una prueba de incremento, hay una prueba de alcance extendido y no nos conviene que esas mediciones nos vayan a afectar el comportamiento, sino no van a ser representativas.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, cuando estábamos viendo la prueba junto con el área de dictámenes de extracción, una de las recomendaciones que dio precisamente el Director General fue de que se les asignara o se nos dictaminara el flujo crítico. No lo tengo porque no, pero yo vi que cuando lo solicitó junto con cuál era la determinación de flujo crítico. La otra cosa que yo también solicité que en el estrangulamiento se fijara para no haber la perturbación precisamente por la reducción de presión en el múltiple de la caída de presión que se da a boca de pozo, ¿no? E inclusive la prueba, ya el operador cuando lo vimos, se optó por el segundo rectificador. Más que separación de líquido era para el gas, para quitarle la mayor cantidad de condensado.

Y la preocupación más fuerte era por el agua. Ya cuando nos vimos la prueba y además que la fracción era mínima, ya nos dio un poquito más certidumbre en la medición. Y la otra que dijimos con extracción, que tuvimos una reunión precisamente cuando vimos la prueba, era cómo podíamos obtener un mejor comportamiento cuando se fuera a la Batería Perdiz, que la dejáramos continua para ver entonces el comportamiento, pero sí poder tenerlo por diferencial cómo poderlo reducir. Hablamos con el operador de poderlo aislar. Desafortunadamente no tiene infraestructura de conexión a boca de pozo. Entonces lo que pedimos fue entonces hacer una metodología de balance para la asignación de la producción en la batería de separación y poderle tener un mejor control cómo se estaba comportando el pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, que bueno que lo están considerando. Yo nada más termino diciendo que es una situación anómala de muy alta presión. Pemex ya la ha manejado en otros

pozos, pero obvio requiere de un manejo muy especial para que todo pues se dé en la forma adecuada, ¿no? Y bueno, pues hasta ahí terminan mis comentarios. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Martínez. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Considerando los comentarios, el comentario del doctor Néstor y la respuesta de la ingeniera, nada más verificar que en el dictamen estén claramente las recomendaciones a las que hizo referencia.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Claro, lo modificamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Como pudimos ver en la presentación, se puede observar que la formación empieza en un área de asignación y se pasa a otra área de asignación. ¿Sí? Es un caso se puede decir atípico que prevé nuestra normatividad. Entonces, aunque ya lo vimos de forma previa, yo creo que para efectos públicos resultaría interesante que el área jurídica nos dijera cómo se está resolviendo esto desde el punto de vista normativo, porque estamos aprobando un Plan de Evaluación que va más allá del área que tiene el asignatario. Afortunadamente en este caso se trata de otra área también de asignación del mismo asignatario, es decir, de Pemex. Sería interesante también conocer cuál sería la solución cuando se trate de operadores distintos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Director General Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias, claro que sí Comisionado. En efecto, tal y como se establece en la resolución y conforme a la explicación que nos hace el área técnica, vemos que el descubrimiento está en dos asignaciones distintas. Sin embargo, de la lectura al término y condición quinto, apartado b del propio título de asignación, señala que las actividades

consideradas en el Programa de Evaluación deben cubrir la extensión completa a la estructura geológica. Es decir, el título establece que el programa debe estar conforme a la estructura, no necesariamente a los límites del título de asignación.

Igualmente, en este mismo orden de ideas, lo que podemos observar es que aquí se trata de un mismo operador petrolero titular de ambas asignaciones. Además, el objeto de la Comisión y viendo que al ser el mismo operador petrolero y ser la empresa productiva del Estado, aprobar el Programa de Evaluación cumple con nuestro objeto de promover las actividades de extracción de las asignaciones. Ahora, por último, la aprobación de un Programa de Evaluación para un operador petrolero titular de ambas asignaciones en las que se localiza el descubrimiento se alinea con los principios de economía, celeridad y eficacia dispuestos en la propia Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Concluyo. Si bien el descubrimiento se establece en dos títulos de asignaciones, normativamente en términos de los propios títulos de asignación se establece que debe de cubrir la extensión completa del descubrimiento. Ahora, ¿qué es lo que estamos previendo para en caso de que el Programa de Evaluación sea exitoso y el descubrimiento pues se materialice? Estamos previendo que Pemex deberá considerar o la modificación del título de asignación o en su caso la unificación del yacimiento en términos de lo establecido en el propio título de asignación y en la Ley de Hidrocarburos.

Ahora, distinto sería el caso – como bien lo apuntan – cuando se tuviere un asignatario y un contratista o un contratista con otro contratista o también cuando exista un asignatario o contratista y en el área contigua no hubiera algún operador petrolero asignado. En este caso los contratos establecen estos supuestos de unificación cuando exista o un operador o un asignatario distinto. Igualmente los títulos de asignación en caso de que (el que) estuviera de lado no fuera otro asignatario, prevé la unificación del yacimiento. Entonces yo creo en este caso, derivado de nuestro análisis jurídico, previmos que al ser el mismo asignatario titular de los dos títulos es posible en este momento, para efectos de también ser eficaces en nuestro actuar administrativo, poder aprobar en esta forma el Programa de Evaluación presentado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Antes Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, para completar la respuesta que daba Joshua muy puntual, hoy se publicaron en el Diario Oficial los lineamientos justo de SENER para la unificación de yacimientos en campos digamos nacionales. Y el procedimiento a groso modo es que se prevé un acuerdo provisional de unificación de un plazo de hasta dos años y luego ya SENER autorizaría los términos en definitiva de esa unificación. Claramente este no es el caso porque, como ya se apuntó, son dos asignaciones de Pemex, ¿no?

Otra precisión que me gustaría hacer es que en efecto el fracturamiento pues se ha utilizado ya por muchos años en el país, pero en este caso en específico hablamos de un fracturamiento ácido, no un fracturamiento hidráulico que quizá sea por ahí el comentario del doctor Moreira, no. Y bueno, yo no me siento cómodo hablando de las diferencias entre uno y otro – seguramente aquí colegas nos podrían explicar la aclaración – pero creo que es importante decir que no es un fracturamiento hidráulico, es un fracturamiento ácido. Y luego yo tres preguntas ya en específico sobre el tema.

El primero es en el tema de contenido nacional lo que se dice en la resolución es que la Secretaría de Economía no tenía elementos para emitir su opinión porque los títulos de asignación no contemplaban un porcentaje mínimo de contenido nacional. Y luego en la resolución como que digamos estamos pues no condicionando, pero sí señalando que una vez que se modifique el título de asignación, PEP tendrá que venir a actualizar digamos el Programa de Evaluación. Yo quisiera Joshua si nos haces el favor no más de explicarnos cómo está el tema del contenido nacional en términos del título de asignación, que es justamente el título de asignación el que prevé esta necesidad de modificar dicho título cuando se actualice el supuesto normativo de que justamente lleguemos a la etapa de evaluación y se tenga que prever un porcentaje mínimo de contenido nacional. Sería la primera pregunta Presidente. No sé si valga la pena ir respondiendo las preguntas si son tan amables, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Director General, vamos avanzando.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Claro que sí. De hecho, Comisionado el propio título de asignación prevé que en caso de aprobar o en caso de algún descubrimiento y en su caso aprobarse un periodo de valuación, se tendrá que modificar el título de asignación para efecto de incluir el contenido nacional. Ahora, considerando que la autoridad competente para evaluar el contenido nacional es la Secretaría de Economía y que únicamente nosotros ratificamos e incluimos en el Programa de Evaluación en este caso la aprobación que en su caso hiciera la Secretaría de Economía, para efecto igual de hacer eficaz nuestro actuar la propuesta en la resolución que talvez no fue asentado en la mejor forma es que – como ya lo hemos hecho en ocasiones anteriores – una vez que la Secretaría de Economía apruebe... bueno, una vez que la SENER modifique el título de asignación y Pemex realice el programa para atender ese contenido nacional y lo presente ante la Secretaría de Economía, una vez que la autoridad competente – en este caso la Secretaría de Economía – aprobara el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, se formará parte integrante del Programa de Evaluación que estamos en este momento evaluando en esta Comisión. Y esto para efecto de no volver a subir a Órgano de Gobierno una aprobación que en su caso hiciera la autoridad competente y que nosotros únicamente si lo tuviéramos en este momento diríamos: "Toda vez que fue aprobado por la Secretaría de Economía, nosotros lo incluiríamos en el Programa de Evaluación".

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok. Y yo creo que además es correcto, ¡eh! Por temas de economía procesal creo que vale la pena hacer esa anotación, pero creo que valía la pena explicarlo a lo mejor de mejor manera.

La siguiente pregunta tiene que ver con la Agencia, con la ASEA. De igual forma lo que nosotros hicimos fue pues solicitarle a la ASEA que nos dijera si estas actividades del Programa de Evaluación estaban comprendidas en el Sistema de Administración de Riesgos del asignatario. Y la ASEA lo que nos contestó es que el operador deberá presentar ante dicha autoridad la

aprobación que en su momento le otorgue esta Comisión. Eso determinó la Agencia.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Así es.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- La pregunta es: evidentemente PEP ya cuenta con un Sistema de Administración, pero ya llevaron a cabo ahí actividades de perforación, justo de ahí deriva del descubrimiento, y aun así digamos la ASEA lo que resolvió es: cuando autorices tu Programa de Evaluación, que venga el asignatario y me presente esa autorización para ver pues si yo incluyo esas actividades en el sistema. ¿Es así?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Sí. Si me lo permiten explicar un poquito cómo funciona el Sistema de Administración de la ASEA. En efecto Pemex ya presentó hace mucho tiempo ante la ASEA su Sistema de Administración, el cual se encuentra aprobado. Sin embargo hay dos documentos que emite la ASEA. Uno que se llama la CURR, la clave única del registro del regulado, que es cuando evalúa el Sistema de Administración de cualquier operador petrolero y es aprobado por la ASEA y emite la CURR.

Sin embargo, hay un segundo momento en el cual los operadores petroleros deben presentarse ante la ASEA y es un documento que le llaman ellos documento puente o un documento de ejecución, que lo que establece es como van – permítanme la expresión – a bajar ese Sistema de Administración al caso concreto. En este caso a las actividades específicas que realizarán los operadores petroleros. Ese segundo momento es una vez que la CNH apruebe cualquier Plan de Exploración, Plan de Desarrollo, en este caso un Programa de Evaluación, van y se presentan ante la ASEA. Ya verifican las actividades que realizarán puntualmente, en este caso a lo mejor una perforación de un pozo o realización de actividades en campo, cualquiera que ellas sean, construcción de ductos, etc. Y la ASEA lo que hace es aprobarles ese documento de ejecución del Sistema de Administración general al caso específico.

Entonces lo que establece la resolución es: bien, si ya cuenta con un Sistema de Administración de Riesgos aprobado, pero la ASEA en cualquier

trámite después de aprobación de cualquier plan o programa tiene que regresar el operador petrolero a actualizar ese documento de ejecución.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien. Y la última tiene que ver con reservas. En el dictamen déjenme leerlo, es un párrafo muy pequeñito. Dice, "la incorporación de reservas correspondientes al descubrimiento Ixachi se dio a través del pozo Ixachi-1. La información tomada de este y los estudios previos permitieron estimar volúmenes originales de gas y líquido para toda la estructura, así como un estimado inicial de 366 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P. La perforación de los prospectos Ixachi-1DEL e Ixachi-2DEL permitirá dar mayor certidumbre a dichas reservas mediante la confirmación de la extensión y dimensiones del descubrimiento". Y digamos aquí la inquietud que yo tengo es que no vaya a parecer este párrafo una aceptación del monto que PEP estima de reservas 3P derivadas del descubrimiento. Lo decía el doctor Faustino Monroy, la etapa de certificación de reservas está corriendo, ¿no? Pemex presentó ya esa información. Pero en aras de que pues eventualmente pudiéramos nosotros reportar cuáles son en efecto las reservas 1P, 2P y 3P que en su caso se tengan ahí como certificadas, me parece que esta afirmación de que la incorporación de reservas se dio a través del pozo Ixachi-1 pudiera resultar digamos una afirmativa para efectos del proceso de certificación de reservas. Yo sugeriría matizar esta expresión que – insisto – no está en la resolución, está en el dictamen, solo para entender que el proceso de certificación pues corre por cuerda separada y estamos en la etapa de evaluación. Yo sugeriría eso.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Bueno, yo creo que desde hace un momento quería hacer una aclaración porque efectivamente lo que dice el Comisionado Pimentel tiene toda la razón y a mí me gustaría que se presentara esta lámina porque en realidad el descubrimiento es un punto en lo que se tiene aquí previsto. O sea, esto, aquí donde estoy señalando, es lo que tenemos hasta este momento. O

sea, es un pozo que se perforó y encontró hidrocarburos y ese es el descubrimiento que se tiene actualmente. En realidad lo que se va a llevar y lo que se estaría aprobando en su caso el día de hoy sería la evaluación de la posible área, la extensión de esta área, para con dos pozos delimitadores, en caso que los perforen los dos pozos para evaluar qué tan grande es el yacimiento que descubrió ese pozo exploratorio de inicio. ¿No?

Entonces en principio, por los estudios de inicio, están considerando que pueda tener esta extensión, en principio. Pero en realidad todo lo que se está mencionando hasta este momento son supuestos. Primero se tendrá que hacer los estudios que aquí están programando para visualizar si la extensión es esta, si con los pozos que van a perforar delimitadores se puede suponer que la extensión va a ser tan grande como dicen o posiblemente pueda ser menor. Igual la incorporación de reservas podría ser menor que la que se está considerando, o sea, inclusive van a perforar este pozo y a lo mejor ya no perforan este con los resultados que se puedan tener, ¿no? Entonces por eso se hace este Programa de Evaluación: para ver la extensión, para delimitar el yacimiento e incorporar las posibles reservas que se puedan tener.

Entonces un poco la confusión es: en este momento lo único que se tiene es un pozo perforado, que es este, y lo único que se sabe que se encontró hidrocarburos con muy buenas condiciones y con buena productividad y que posiblemente se pueda tener una extensión, que ojalá que sea la que se tiene aquí programada, pero para eso se va a hacer una evaluación que es lo que se estaría proponiendo el día de hoy, ¿no? Porque en realidad el pozo no nos está dando ya la extensión, no nos está dando nada y por eso se está proponiendo un Programa de Evaluación que sería este, ¿no? ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctora. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, de hecho cuando de inicio comenzamos a analizar el caso, a los abogados se nos ocurrió para facilitar el proceso administrativo decir: "Bueno, por qué no de una vez ya modificamos la asignación y evitamos esto de la unificación y cualquier cosa". Y precisamente los técnicos nos aclararon que es durante el periodo de evaluación en donde realmente se

definen los alcances del yacimiento y por lo tanto no valía la pena hacer la modificación antes, sino hasta después.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dos comentarios técnicos: fracturamiento hidráulico y balance de materia. Fracturamiento hidráulico. Todas las rocas, y en este caso igual en Ixachi, hay una característica de presión de formación y una característica de presión de fractura. Eso se puede estimar con la información que se tiene. Todos los pozos en general se estimulan cuando se terminan de perforar porque hay un daño debido al lodo y entonces se limpia las cercanías al pozo. Todo esto cae dentro de lo que en ingeniería petrolera se llaman estimulaciones, pero hay diferentes clases de estimulaciones. Hay estimulaciones de fracturamiento hidráulico, que es una rama, y la otra que son estimulaciones ácidas.

Las estimulaciones ácidas dependen si se llevan por arriba de la fractura, pues generan un fracturamiento hidráulico, que es este caso. Si se llevan con una presión que está debajo de la presión de fractura, simplemente meten el ácido a la formación, el ácido disuelve algunos de los elementos y genera canales. Entonces al parecer aquí fue un fracturamiento hidráulico, porque la presión que ejercieron sobre la roca pues generó el fracturamiento hidráulico. Y el doctor Moreira tiene razón, desde el año 48 y antes pues se tienen muchos casos de fracturamiento hidráulico. No es el fracturamiento hidráulico de las lutitas, ¿no? En el que no se utiliza el ácido. Aunque algunas compañías están utilizando ya también meter ácido y meter el sustentante y meter el agua porque disuelven. Pero el ácido no siempre algo que se utiliza, eso es lo primero.

Ahora, el asunto con el balance de materia. Este yacimiento, de acuerdo con lo que yo platicaba ayer con el doctor Faustino y su equipo, al parecer es cerrado, no tiene algún acuífero activo que esté empujando. Si eso es así, con balance de materia podemos determinar cuál es el volumen asociado y la idea es bien básica. La producción de los hidrocarburos en superficie es debida a la expansión del sistema roca-fluidos en el fondo. Así tan simple, la expansión es igual a la producción. Eso es lo que nosotros le llamamos balance de materia. Si nosotros producimos un pozo, que pues puede ser este punto aquí, por un cierto tiempo y observamos cuánto cayó la presión en el yacimiento, podemos asociar un volumen. Y ese volumen

es un volumen de fluidos que está aportando a la expansión, pero no solamente son los fluidos, también es la roca. Si tenemos apoyo de la parte sísmica, de alguna forma podemos tener una idea de qué tamaño puede ser este. Pero eso es una simple suposición. Lo que tiene que hacerse – como lo dijo la doctora Alma América – es empezar a perforar los pozos delimitadores y hacer las pruebas de presión-producción que sean necesarias para determinar el tamaño.

Pero este es un caso especial, es un caso de yacimiento cerrado en el que a lo mejor con este pozo podamos determinar si esto llega hasta acá sin llegar a perforar el otro. Pero no siempre es la lógica, ¿no? Porque a lo mejor el yacimiento en lugar de venir para acá viene para acá. Son cosas que no tenemos la claridad. Entonces los pozos finalmente son los que nos dan, y las pruebas, el tamaño del yacimiento.

Ahora, hace rato comentamos que la presión es muy alta y estas presiones tan altas lo que tienden a hacer es que los yacimientos se depresionan súper rápido, cae la presión muy rápido y creo que es fácilmente entendible. Es un globo que está súper inflado, está a más de 1,000 kg, debería estar como a 800. Entonces con poquito que le saquemos se empieza a desinflar y las compresibilidades van cambiando en el tiempo. Entonces también hay que determinar con cierta exactitud cuáles son los factores de compresibilidad del gas, de la formación del agua, ¿no? Porque tiene 20% de agua, ¿no? Saturación de agua. Entonces todo eso hay que considerarlo para poder tener una visión. Pero bueno, mi punto de mi comentario es todos los yacimientos son diferentes y entonces no siempre podemos ir... Tienen que perforar un pozo acá delimitador para saber si hay hidrocarburos o no hay hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Martínez. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctor. Ya me generaste más dudas. No, nada más entonces este...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así está bien.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Pero este sí es fracturamiento hidráulico? Entendí que dijiste eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es lo que dice el reporte.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es que esa es mi duda. Lo que dice el dictamen es que este es fracturamiento ácido. De ahí que me atreví a decir, porque entendí que el comentario del doctor Moreira iba dirigido a fracturamiento hidráulico, que este no era hidráulico. Pero luego ahorita tú explicaste que este, aunque usaba ácido por el tema de presiones, sí era fracturamiento hidráulico. Perdón, eh, yo nada más quisiera saber.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Le llaman hidráulico porque tiene que ver con fluidos, pero puedes represionar el ácido. Metes un bache de ácido y le metes atrás diésel e incrementa la presión, rompes la formación, sí claro.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por la diferencia de presión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por la diferencia de presión. Por eso hablaba yo de la presión de fractura. Si nosotros inyectamos un fluido arriba de la presión de fractura, vamos a romper.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ya, gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Parece como que estamos entrando a muchas definiciones. Si tú vas a fracturar la roca, tú necesitas presión. ¿Entonces cómo puedo yo tener presión ahí? Pues puedo hacerlo con agua, puedo hacerlo con aceite, puedo hacerlo con ácido. Si yo tengo ácido, la propia reacción produce CO_2, entonces el CO_2 presuriza y rompe. Entonces en un fracturamiento de hecho gaseoso adentro. Entonces en realidad es fracturamiento, pues podría ser cómo llego a la presión que yo quiero que fractura la roca y permite que fluya el gas y el petróleo. Pero tienes razón, o sea, estamos usando una palabra para indicar un conjunto de tecnologías.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahora, también otra cosa que hay que considerar es el pozo está a casi 8,000 metros. Una columna de diésel, de ácido de 8,000 metros ejerce 800 kg. Entonces le metes un poco más de presión arriba y puede llegar arriba de los 1,200 que tiene. Es más, tienes que inyectar a más de 1,200 para que entre, porque la

formación está a 1,200. Entonces para que algo pueda entrar ahí tengo que empujar más fuerte. Entonces no sé cómo ande la presión de fractura, pero la presión de fractura debe de andar muy cerca de los 1,200. Por eso es que hablan de fracturamiento ácido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Faustino Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más quisiera comentar en una de las pruebas el gasto de agua fue 29 barriles. O sea, 29 barriles de agua. 20%, 29 barriles.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión. ¿Algún otro comentario colegas? ¿No? Bien, Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.17.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción del descubrimiento asociado al pozo Ixachi-1, referente a las Asignaciones AE-0032-2M-JOACHÍN-02 Y AE-0028-2M-COTAXTLA-01.

ACUERDO CNH.E.17.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracciones XI y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y 17 de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la

Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del descubrimiento asociado al pozo Ixachi-1, referente a las Asignaciones AE-0032-2M-JOACHÍN-02 y AE-0028-2M-COTAXTLA-01.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:34 horas del día 15 de marzo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima 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 Secretaría 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

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva