Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEGUNDA SESIÓN ORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:40 horas del día 13 de abril del año 2023, se celebró la Segunda Sesión Ordinaria de 2023 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez y Salvador Ortuño Arzate, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó 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 fue aprobado en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción y al Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, presentadas por Fieldwood Energy E&P México S de R.L. de C.V.

II.2 Modificación al Plan de Exploración y Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, presentados por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V.

II.3 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador terrestre Mata Violin-3DEL, presentada por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Yawa-1EXP presentada por Pemex Exploración y Producción.

II.5 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Jotsbil-1EXP presentada por Pemex Exploración y Producción.

La Secretaria Ejecutiva indicó que todos los asuntos contenidos en el orden del día corresponden a las facultades del Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción y al Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, presentadas por Fieldwood Energy E&P México S de R.L. de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Ingeniero Rubén Felipe Mejía González, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÖN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Muchas gracias, doctora. Buenos Días, Comisionado Presidente, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración esta modificación al Plan de Desarrollo solicitada por el operador Fieldwood Energy.

Derivado de la ejecución de las actividades petroleras por el operador, tenemos que el contratista considera un nuevo plan que considera cambios en la estrategia de explotación, incorporando pozos adicionales en el yacimiento Cretácico del Campo Ichalkil, así como la implementación del sistema artificial de producción bombeo neumático no considerado en el plan vigente y una actualización en el sistema de medición.

Como generalidades del área contractual o del contrato, tenemos que este se ubica frente a las costas de los estados de Tabasco y de Campeche, a una distancia aproximada de 50 kilómetros. El tipo de contrato es de extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, cuya vigencia es de 25 años a partir de la fecha efectiva o adjudicación que fue el 7 de enero del año 2016. Las formaciones productoras con las que cuenta esta área contractual que son de dos campos, el Campo Ichalkil del Jurásico Superior Kimmeridgiano y del Cretácico Superior. Y para el Campo Pokoch tenemos el Jurásico Superior Kimmeridgiano únicamente. Los hidrocarburos que se encuentran en estos campos es un aceite ligero de una densidad API de 38 a 40 grados.

Como historia de producción del campo, tenemos los antecedentes de los mismos, el cual costa que el descubrimiento y delimitación de los campos Ichalkil y Pokoch se dio del año 2005 al año 2019. También en el año 2019 se aprobó por primera vez el Plan de Desarrollo para esta área contractual. Y ya como etapas de producción, la producción de esta área contractual inició en noviembre del año 2021 y se hizo el desarrollo de cinco pozos. Y posteriormente a partir del año 2022 hubo una declinación en la producción por incremento en el flujo fraccional de agua en el yacimiento JSK del Campo Pokoch.

Como comparativa del plan vigente y esta modificación al plan propuesto para los aspectos de los pronósticos de producción y el histórico de producción que se ha obtenido de los campos, tenemos que hay una reducción en el volumen de hidrocarburos

producido, en el volumen de aceite de alrededor de 7 millones con respecto a lo pronosticado para el periodo de noviembre de 2021 a noviembre del año 2022. Pero, para el aceite también, tenemos que el contratista estima una recuperación de 444 millones de barriles y que esto es superior en 2 millones con respecto al mismo periodo para el plan vigente. Por el lado del gas, tenemos que hay una disminución en el volumen recuperado respecto del pronosticado para el periodo de noviembre de 2021 a noviembre de 2022. Y tenemos también una reducción en el volumen de gas a recuperar, que es del orden de 95 miles de millones de pies cúbicos menos respecto a lo pronosticado en el Plan de Desarrollo vigente.

Con relación a las inversiones, tenemos que hay una reducción en las inversiones erogadas en este periodo que va del Plan de Desarrollo vigente del orden de 370 millones y tenemos que el operador considera la erogación de un monto total de inversiones de 3,081 millones de dólares de diciembre de 2022 al año 2041 que sería la vigencia del contrato.

Con relación a las actividades petroleras consideradas en la alternativa seleccionada por el operador, tenemos el orden de la perforación y terminación de 19 pozos, la ejecución de 2 reparaciones mayores, le ejecución de 21 reparaciones menores, la construcción y tendido de 11 ductos y la construcción de 3 plataformas, cuya diferencia con relación al plan vigente tenemos que son 2 pozos adicionales, la ejecución de una reparación mayor menos, la ejecución de menos reparaciones menores derivado de que ya no se considera estar utilizando tanto el bombeo electrocentrífugo, sino la incorporación del sistema artificial de producción del bombeo neumático y la construcción de 7 ductos adicionales y una plataforma adicional con respecto al plan vigente.

Por la parte del costo total asociado a este proyecto, tenemos un monto total de inversión y gasto de operación de 6,652 millones de dólares, de los cuales el monto superior o principal está asociado a la subactividad petrolera de perforación de pozos, un monto de 1,395 millones de dólares. Derivado de la evaluación económica realizada a esta alternativa seleccionada por el operador, resultan en indicadores económicos positivos antes y

después de impuestos, por lo cual el proyecto se considera rentable.

Como justificación a la aprobación de esta solicitud emitida por parte del operador, tenemos que esta modificación al Plan de Desarrollo permitirá obtener un volumen de hidrocarburos para los campos Ichalkil y Pokoch del orden de 444 millones de barriles de aceite y 450 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto a la vigencia del contrato, lo cual considera un factor de recuperación de 20.5% en el aceite y 18.4% en el gas, con un pronóstico máximo de producción esperada para el año 2028 de 124,000 barriles por día de aceite y 127 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Derivado de este análisis presentado, se propone este Dictamen Técnico en sentido favorable respecto a la modificación del Plan de Desarrollo presentada, asociada al contrato CNH-R01-L02-A4/2015, presentado por el operador Fieldwood Energy E&P México y mismo que de ser aprobado estaría vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del contrato o se apruebe una modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, ingeniero Rubén Felipe Mejía González. Adelante.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí, continuamos con otro asunto del mismo contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante, por favor.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Aunado a la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el operador solicitó también la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 asociado al mes de diciembre únicamente. Esta solicitud tiene por objeto informar a esta Comisión de la actualización en el cronograma de ejecución de actividades y el reconocimiento de costos adicionales y pendientes por erogar del año 2022.

Respecto a las variaciones de los pronósticos de producción y volúmenes a recuperar para el año 2022, se tiene que hay una variación o un decremento del 45% en el volumen de aceite a

recuperar para todo el año 2022 con respecto a lo pronosticado en el Programa de Trabajo vigente. Asimismo, se tiene una variación del 44% a la baja en el volumen de gas a recuperar con respecto a lo pronosticado en el programa vigente. Con relación a las actividades contempladas en el mes de diciembre del año 2022, no se tiene ninguna variación, derivado de que no se contemplaba la perforación o terminación de pozos para este mes y tampoco en esta modificación propuesta.

Con relación a la modificación al presupuesto del año 2022, se tiene un monto de 43 millones de dólares aprobados para el mes de diciembre del año 2022 y un monto contemplado en esta modificación del Programa de Trabajo de 174 millones de dólares únicamente para el mes de diciembre 2022. La mayor variación corresponde a la subactividad petrolera de perforación de pozos, derivado de que aquí el operador contempla costos adicionales incurridos por el tiempo que tardó adicional en concluir la perforación de un pozo, el pozo Ichalkil-6 y también considera costos asociados a la compra de material y suministros de la perforación de los pozos Ichalkil-8 e Ichalkil-10, los cuales no se han ejecutado, sin embargo, se contemplaban dentro del Programa de Trabajo vigente del año 2022. Estos pozos ya no se pudieron perforar en el año 2022 derivado a que el contratista tuvo problemáticas para conseguir los equipos de perforación respectivos y realizar estas actividades.

Derivado de este análisis presentado, se propone esta opinión técnica en sentido favorable con relación a la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 asociados al contrato CNH-R01-L02-A4/2015 presentado por Fieldwood Energy E&P México, mismo que de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y a la conclusión de la vigencia de dicho programa. Por mi parte es todo Comisionados y quedamos pendientes a cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, ingeniero. Por favor, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 2 por favor. En la introducción nos están diciendo qué va a hacer, pero no nos está diciendo por qué lo va a hacer. Dice hay cambios en la estrategia de explotación. ¿Por qué? Y luego la parte

que estamos hablando de incorporar pozos adicionales, es la misma pregunta: ¿por qué?

Y a la hora en que nos vamos a la página 6, lo que estamos viendo, por ejemplo, es que, si comparamos el plan propuesto contra el plan vigente, pues el plan vigente que traían era un plan más agresivo, más adelantado comparado con el nuevo. O sea, da la impresión como que hubo un atraso más que otra cosa, porque las gráficas se parecen. Sin embargo, hay una diferencia pues, ¿de qué será?, ¿de tres años?, ¿les gusta? Entonces, cuando nos vamos, por ejemplo, a la parte del presupuesto, teníamos en el plan vigente estamos 600 millones y nomás se gastaron 200 millones o nomás se presupuestaron 200 millones. Y la pregunta es, bueno, ¿y por qué? Y cuando nos vamos a las perforaciones, el plan traía 18, de las cuales se hizo 1. Entonces la pregunta es ¿qué es realmente lo que pasó aquí que justifica una cosa de este tamaño?

Se ve muy bien. Cuando lo ves, se ve que va a ser productor. Se ve que van a tener bastante, digamos, producción acumulada. La parte financiera se me hace muy apurada, porque si se van a la parte financiera. Ahí la parte 7. Si vemos nosotros el valor presente neto, es 7,000 millones, pero el valor presente neto después de impuestos son 700. O sea, que el 90% de todo el ingreso se va a ir al pago de derechos e impuestos, que es la tercera pregunta que yo tenía. ¿Por qué una diferencia tan grande en la parte de la rentabilidad? Es muy rentable, entonces aguanta el 90%, pero me parece muy grande. Entonces, no sé si pudieran contestarme las tres preguntas. O sea, ¿es un atraso? ¿Es lo que estamos viendo un atraso, más que un cambio de nueva información geológica? ¿O sabemos más y lo estamos cambiando? Perdón, ya dije mis tres preguntas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Voy a contestar la primera pregunta. El cambio de estrategia que busca el operador es los pozos estaban produciendo en el Kimmer: un tipo de yacimiento con una RGA mayor. Por eso vemos la pérdida de gas ya en su nuevo modelo de modificación al plan. Y ellos dejan en desarrollo en Kimmer y se van al Cretácico. Entonces ahí es donde tuvieron el incremento en el flujo fraccional de agua en el Kimmer, perdemos un poco de gas porque ese yacimiento tiene una RGA

mucho mayor. Pero compensan ellos con el Cretácico, la recuperación de aceite. Prácticamente en aceite estamos quedando igual, inclusive 3 millones por arriba y sí hay una pérdida en el gas. En cuanto a las otras preguntas, adelante Paco.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Como bien lo mencionaba, la primera, a lo mejor no pusimos en la diapositiva la causa. Pero como lo comenta el ingeniero Rafael, ahí en la etapa 2 pues una de las principales causas por la baja de la producción es el incremento del flujo fraccional en el Campo Pokoch.

Respecto a lo que es la actividad, ellos están poniendo más pozos. Sin embargo, en el periodo que tuvieron ellos de ejecución del plan del 2022, tuvieron problemas en la perforación de uno de los pozos que tuvieron problemas operativos. Hizo que se alargara su periodo. No pudo entrar a producción como se había estimado. Y derivado también de problemas que tienen ellos en el mercado para conseguir los equipos de perforación de otros dos pozos adicionales, pues los tuvieron que diferir. No los están cancelando, están diferidos. Por eso, como comentaba en la gráfica de producción, se ve que está desplazado el pronóstico de producción. Es debido a esta situación. Y también, en cuanto a lo que es la estrategia de desarrollo, pues sigue siendo explotación primaria, pero van a cambiar ellos en algunos pozos lo que es el sistema artificial de producción. En vez de utilizar bombeo electrocentrífugo, como lo mencionó el ingeniero Rubén, ahora van a implementar sistema de bombeo neumático. Entonces, también ahí hay una variación en cuanto a lo que es la estrategia.

Entonces todos estos cambios pues lo que están haciendo es que sí se retrase la ejecución de todas las actividades. Si nos vamos a la siguiente lámina. En la comparativa, pues ahí, como bien lo observaba doctor, pues se ve, en lo que es el área verde, cómo está diferida la entrada a producción de todas estas actividades, que están reprogramando ellos, debido a estos problemas en cuanto a la capacidad de ejecución que tiene.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Por favor, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Lo primero comentar que este es el quinto productor, que tiene el quinto lugar en producción de los contratos. Están produciendo, ya lo vimos ahí, del orden a febrero son 13,150 barriles por día. Es importante el contrato. Y efectivamente pues hay que considerar que los planes son dinámicos, que van cambiando en función de la información nueva que se va obteniendo a través de la producción. En este caso también, creo que hay que comentar, que hubo un cambio dentro de los operadores. En Fieldwood hay nuevas, vamos a decir, ideas, porque hay un nuevo operador y eso trae experiencias y tecnologías que hacen que el proyecto pueda verse en una forma diferente.

Precisamente este cambio de bombeo electrocentrífugo a bombeo neumático es una concepción técnica que finalmente, como lo vemos aquí en lo económico, en el análisis económico es favorable para el proyecto. Generalmente se piensa que cuando se trae aquí al Órgano de Gobierno la aprobación de un Plan de Desarrollo, o la modificación más bien, tendría que ser mejor que el anterior. Este es el caso que es mejor que el anterior. Pero no necesariamente, todo depende de las condiciones que se presentan en la explotación de los yacimientos. Entonces, hemos tenido casos en lo que pues van a la alza, como en este caso, y otros que van a la baja, pero lo más importante que se hace aquí, es validar que las propuestas que nos traen sean las que maximizan el valor para el Estado.

Y una pregunta, que no le contestaron al doctor Moreira, y que fue un comentario que yo hice cuando nos trajeron este plan. Pueden poner lo económico, por favor. Cuando trajeron este plan, lo que yo enfaticé fue el beneficio para el Estado. El beneficio para el Estado es bastante importante. La pregunta del doctor Moreira es, bueno, se puede ver aquí que el valor presente neto, antes de impuesto, es con respecto al después de impuestos como el 10%. O sea, el 90% lo toma el Estado. Entonces, bueno, qué bueno que los proyectos sean así, que el Estado reciba una buena parte de los beneficios, porque finalmente el dueño del petróleo es el Estado hasta que salga a la superficie. Pero, bueno, al final creo que esa

pregunta pues yo la repito. ¿Por qué? Digo, es importante saber y tiene que ver con el cómo ganaron el contrato, cuánto apostaron de regalía adicional, etc. Y eso es importante que ustedes lo comenten. Y con eso termino mis comentarios, gracias.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, efectivamente la situación que tenemos y como se evalúa económicamente este proyecto es bajo las condiciones que se licitó y se adjudicó. Y pues en la forma en la que está y se lleva a cabo la separación, porque es un contrato de producción compartida, pues nos lleva a estos indicadores. Y sí, realmente, después de correr la evaluación económica, pues es como queda, 90%. Prácticamente el 90% de los ingresos para el Estado y 10% para el operador, dando cumplimiento a las condiciones contractuales y el modelo económico.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El operador recupera costos, es importante.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Aún con recuperación de costos, pues quedan estos 787 millones para el operador. Estos contratos, generalmente de producción compartida, andan entre el 60% y el 65% de recuperación de costos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Y en este caso, pues ellos propusieron 90% y por eso ganaron la contratación. Su visión de negocios. Adelante Comisionado Salvador, por favor.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Comisionado. Sí, mi comentario iba en el sentido. Ya fue abordado, por lo tanto, ya queda subsanado. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Secretaria, por favor adelante con la votación del asunto.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. En este caso daré lectura a tres acuerdos. El primer acuerdo es referente a la modificación al Plan de Desarrollo. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L02-A4/2015. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.02.01/2023

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 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al segundo acuerdo referente a la modificación al Programa de Trabajo. Habiendo agotado el

análisis del presente asunto y 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; y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 presentada por Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.02.02/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 presentada por Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al tercer acuerdo referente a la modificación al presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación del

presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022 presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015. Comisionados, se somete a su consideración el presente acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano. ."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.03/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentada por Fieldwood Energy E&P México S de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.02.03/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación del Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentada por Fieldwood Energy E&P México S de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

II.2 Modificación al Plan de Exploración y Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, presentados por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Ingeniera Daira Elizabeth Islas González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

> "UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Buenos días a todos, Comisionado Presidente, Comisionados. Vamos a presentar la modificación al Plan de Exploración y al Programa de Trabajo y Presupuesto 2023. Si pasamos a la siguiente lámina, por favor.
>
> Tenemos la relación cronológica, en la que la solicitud fue ingresada el 1 de febrero de 2023. Emitimos las prevenciones el 16 de febrero y recibimos la atención a las mismas el 6 de marzo. Un alcance de información el 27 de marzo y la fecha para resolver este trámite es el día de hoy 13 de abril. Los días que tuvimos por lineamientos fueron 35, los cuales se tomaron en su totalidad.
>
> Como parte de las generalidades de este contrato, tenemos que se ubica frente a las costas de Tabasco, en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste. Este Plan de Exploración fue otorgado el 27 de noviembre de 2018 y concluyó el periodo inicial de exploración el 13 de diciembre de 2022. La aprobación del periodo adicional de exploración fue realizada mediante el acuerdo del 18 de octubre y las actividades realizadas en el periodo inicial de exploración fueron estudios exploratorios, adquisición de sísmica, reprocesamiento e interpretación, así como la perforación de dos pozos. Alom y Bitol fueron invadidos de agua. En el mapa tenemos ambos pozos, los cuales se pueden observar en los puntos rosas dentro del área a la que el operador va a renunciar, conservando únicamente una superficie de 338 kilómetros cuadrados de los 562 que ya tenía.
>
> También es importante mencionar que el área contractual se encuentra en una zona de importancia, debido a que colinda con varias asignaciones y contratos que tienen pozos exploratorios positivos, como es en el caso de la asignación 0150-Uchukil, el cual tiene los pozos Macuil, Paki y Amatl, así como el contrato de producción compartida que se encuentra en el lado derecho que

es de Pemex y tiene el pozo Zama. En la parte superior del contrato de licencia rosa, que es del operador Repsol, se encuentran los pozos Chinwol y Polok. Del lado izquierdo, perdón, el contrato de producción compartida de Pemex tiene un prospecto a perforar, que es Sitlalin. En la parte inferior al sur de esta área contractual de parte de Wintershall está el prospecto Ix, motivo por el cual el operador está conservando esa pequeña área en esa zona. Además, es importante también mencionar que esta área contractual ya va a pasar a manos de Eni, que también, pues, le pertenece el área contractual que está en el Sureste. No, perdón, en el Noreste y pues, esto le da acceso a la información de los pozos que se encuentran ahí, los cuales son Sayulita y Saasken, así como, pues, los prospectos que se van a perforar Saasil, Sinan y Masune.

El alcance de las actividades exploratorias. Bueno, nos encontramos entre las etapas de evaluación del potencial de hidrocarburos y la incorporación de reservas. El motivo de esta modificación es el otorgamiento al primer periodo adicional de exploración y los objetivos son incorporar recursos de los plays del Plioceno Inferior y el Mioceno Superior. Para estos objetivos se consideran estudios exploratorios y la perforación de un prospecto. Además del programa mínimo que, bueno, para el periodo inicial de exploración consideraban 2,500 unidades de trabajo y su incremento de 58,600. Además, de que se han acreditado hasta el momento un aproximado de 87,238 unidades de trabajo y el compromiso que ellos adquirieron para este periodo adicional es de 29,300 unidades de trabajo, que son las equivalentes al pozo.

Bueno, respecto del cronograma, aquí tenemos dos escenarios: el escenario base y el escenario incremental. La diferencia de estos es que para el escenario base, bueno, a partir de los resultados obtenidos de las actividades que se realizarán en el escenario base, es que dará a pie a continuar con el escenario incremental. En este sentido, el operador menciona que realizará actividades de general durante todo el periodo adicional de exploración. Actividades de geofísica, específicamente la caracterización sísmica y una actualización de modelo de velocidades en 2023 y 2024, además de un estudio geológico, estudio sedimentológico estratigráfico en 2023, la perforación del pozo y las actividades relacionadas a esto durante marzo y abril de 2024. Y actividades

de seguridad, salud y medio ambiente durante algunos periodos en 2023 y 2024.

Actividades asociadas al escenario incremental es la compra de datos sísmicos wide azimut, el reprocesamiento y caracterización de estos datos, además de cuatro estudios geológicos, tres de ellos a partir del término de la perforación y hasta diciembre de 2024. Adicionalmente, el estudio o la estimación de reservas y perfiles de producción. Esto para el año 2024.

Como resumen, tenemos que para el escenario base entonces son actividades de adquisición, procesamiento de información sísmica, la caracterización sísmica y la actualización del modelo de velocidades. Dos estudios exploratorios, uno sedimentológico estratigráfico y uno de riesgos someros y la perforación de pozo Yopaat Sur que se puede observar en el mapa. Además, en el escenario incremental tenemos entonces lo que sería la adquisición, la compra de datos sísmicos WAZ y su procesamiento, caracterización sísmica. Y dentro de los estudios exploratorios, tenemos un análisis composicional de hidrocarburos, el modelo del sistema petrolero, un estudio geológico estructural y uno sedimentológico estratigráfico.

Tenemos el prospecto del escenario base que es Yopaat Sur. Para esto tenemos dos posibles opciones. La opción uno es la que van a ver dentro de la sección sísmica que se presenta del lado izquierdo, que es la opción del pozo vertical. Tenemos tres objetivos en este prospecto, que es uno en el Plioceno Inferior, que es el P800 con recursos prospectivos de 16 millones de barriles y una probabilidad de éxito geológico del 28%. Y los otros dos pertenecen al Mioceno Superior, el M1120 con recurso prospectivo de 15 millones y la probabilidad de éxito geológico de 44%. Y el M1200 de 108 millones de barriles y una probabilidad de 39%.

En este sentido, tenemos también la opción 2 que se asocia al pozo desviado. Bueno, es exactamente lo mismo, tenemos los mismos objetivos y lo único que determinaría la trayectoria es que para el pozo desviado el objetivo P800 no se encuentra en la posición ideal de manera estructural para la perforación. En el caso desviado, sí estaría interceptando los tres objetivos esta trayectoria.

Estamos en el Programa de Inversión. En este Programa de Inversión de nuevo tenemos la opción 1 del pozo vertical y para este en el escenario base consideran una inversión de aproximadamente 51 millones de dólares y para el escenario incremental de 19.6, dando un total de 70.1 millón de dólares. Y en este sentido, si vemos la gráfica de pastel, el 81.3% está asociado a la perforación del pozo. El resto a actividades de seguridad, salud y medio ambiente, general, geofísica, geología e ingeniería de yacimientos. Y si vemos la opción 2, tenemos que para el escenario base un 59.5%. Perdón, 59.5 millones de dólares y 21.2 millones de dólares para el escenario incremental con un total de 80.75 millones de dólares, que también, el 83.4% está asociado a la perforación de pozos.

Entonces ya llegamos a la parte del Programa de Trabajo y Presupuesto. Y si pasamos, tenemos el cronograma de actividades, el cual es completamente congruente con el presentado previamente para la modificación al plan, en el año 2023. Si pasamos. Tenemos el presupuesto, que también está asociado a la perforación del pozo para la opción 1 que es el vertical. En el escenario base es un presupuesto de 10.6 millones de dólares y en el escenario incremental de casi 1 millón de dólares. Esto dando un total de 11.6 aproximadamente millones de dólares, en el que el 46% está asociado a las actividades de perforación de pozos, el 24% a las actividades de seguridad, salud y medio ambiente y el resto a las actividades de general, geofísica y geología.

Y, finalmente, para la opción 2 tendremos un escenario base de 11.6 millones de dólares. En el escenario incremental de 1 millón de dólares, en el cual no hay una variación, dando un total de aproximadamente 12.5 millones de dólares en el que de nuevo la perforación de pozos tiene el mayor porcentaje. Si pasamos a la última.

Entonces dado todo lo que hemos presentado hasta el momento, se propone la aprobación de la modificación al Plan de Exploración y el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 de este contrato. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, ingeniera Daira Elizabeth Islas González. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si se quieren ir por favor a donde se presenta el mapa. Se ve muy interesante el área con lo que nos mencionó en su introducción de que está Eni arriba, está Pemex abajo, está Wintershall a la izquierda y todos ellos han tenido pozos exitosos. La pregunta que yo tenía es el caso específico de Wintershall, el que tienen abajo, donde tienen una pequeña área que conservaron, ¿qué tan lejos están ellos de los pozos? No de ellos, sino de Wintershall.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Si entendí bien la pregunta doctor, se refiere a Wintershall está perforando actualmente el prospecto, creo que está más o menos en la parte central del contrato y está por iniciar la perforación del prospecto Ix que está en el extremo norte e incluso digamos en la información que presentó Wintershall pues eso es conocido. Se prevé que este prospecto o el área prospectiva cruce del lado de este contrato.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, pues ojo, ojalá tengan suerte porque se beneficiarían los dos y ellos se beneficiarían casi sin hacer mucha inversión. Sería su área, pues, con la inversión que hizo Wintershall. Entonces se ve muy interesante. Creo que aquí la única pregunta que me quedaría a mí en esa área es ¿renunciaron al área que está achurada? porque los dos pozos que perforaron estaban invadidos. ¿Existe la posibilidad de que haya áreas positivas en esa zona?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctor. Justamente eso es lo que están viendo ellos ahorita para seguir en el área, en el área que se quedan.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, en el área que renunciaron.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ah, no. De acuerdo con los estudios que ellos han hecho, ahorita ellos no ven ningún potencial.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No le ven posibilidad. Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Héctor. Néstor, por favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, gracias Presidente. Pues ojalá tengan éxito. Me sumo, porque ya llevan dos invadidos de agua. Por otro lado, hay actividades que ellos tienen que realizar por norma y uno de ellos es el estudio de impacto social. ¿Qué es lo que esperamos que van a tener de resultado en un contrato costa afuera en el estudio de impacto social?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Justamente como la normatividad de la Secretaría de Energía es genérica, no distingue entre proyectos costa afuera o costa adentro. En efecto, lo que presentan muchas veces los contratistas, es el impacto que pueden tener en las comunidades de pescadores que pudieran estar acercándose a las áreas donde se opera en estas zonas marinas. Pero ese el único que conocemos que tiene como impacto social.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque lo vimos en el diagrama de Gantt como un mes de trabajo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. Es que sí tienen que hacer el trabajo en campo y yo no sé si también están incluyendo la parte de la gestión en la SENER.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Néstor. Por favor, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Bueno, brevemente. En la tabla 5.1.2 se muestra que la actividad del proyecto está relacionada con un reprocesamiento sísmico de 3D, regional Campeche Sur de Western Trico, pero no se indica el kilometraje realizado, o sea, contemplado para este

reprocesamiento. El área de reprocesamiento es mucho más grande y la pregunta es si el área contemplada, por qué sale del área contractual y si podría aclararse los resultados en cuanto a los costos asociados a este procesamiento y si se está contemplando únicamente el área contractual o no.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctor, es una buena pregunta, gracias. Nos sirve para aclarar este tipo de situaciones. Cuando se hace el reprocesado sísmico, lo que se intenta es iluminar el subsuelo a través de las trazas de los rayos que se van hacia el subsuelo. Entonces para iluminar algunas áreas en el centro se tiene que tomar información más hacia los lados, de manera que las trayectorias de los rayos vayan hacia el subsuelo. Entonces, por eso es que se requiere tener una apertura mayor de la información, aunque se sabe que lo que se va a tener resultado es un área menor.

Entonces muchas veces lo que sucede es que excede el área contractual. No obstante, es un criterio que ya trabajamos tanto la Unidad de Exploración como la Unidad Jurídica y también para el reconocimiento de costos y unidades y tenemos claro que las unidades de trabajo y los costos está perfectamente delimitado, que son solamente asociados al área contractual. Por un tema técnico, sí se necesita tener más información, pero no se tiene considerado que sea un área que esté excediendo sus derechos.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Perfecto, gracias. Por otro lado, en la lámina 5, que es esta, precisamente se contempla ahí la realización de pruebas de formación, los núcleos de pared, y se tiene contemplados varios meses. Hay una, este tiempo 10 meses para obtener meses de pared, es una inconsistencia de la actividad o es de la descripción. ¿A qué se debe eso?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- En la descripción de esa actividad doctor, el operador está incluyendo también ya el análisis de los núcleos y la interpretación de los mismos. Digamos, se entregarían todos los resultados ya interpretados.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, es todo Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, muy bien. Adelante, por favor, con la votación Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. En este caso también son tres acuerdos. El primer acuerdo es referente a la modificación al Plan de Exploración. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.04/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

ACUERDO CNH.02.04/2023

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 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la

Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al segundo acuerdo referente al Programa de Trabajo. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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; y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.05/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

ACUERDO CNH.02.05/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Capricorn Energy México S. de R.L. de

C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al tercer acuerdo referente al presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.06/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

ACUERDO CNH.02.06/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

II.3 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador terrestre Mata Violin-3DEL, presentada por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Lizeth Cruz Roldan, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

> "UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Gracias Secretaria. Buenos días Comisionados. Como ya fue referido, les voy a presentar el pozo Mata Violín. Este pozo está en un Programa de Evaluación, el cual tiene como objetivo evaluar y delimitar la estructura descubierta por el pozo Mata Violín-1 del 2002. No sé si podemos pasar a la siguiente lámina, por favor. La solicitud fue ingresada el día 14 de febrero de 2023 y este día lo ponemos a consideración de este Órgano de Gobierno.
>
> En la siguiente lámina vemos los datos generales. Como les comentaba, pues es un pozo delimitador. Está programado para perforarse con una trayectoria direccional tipo "J". Alcanzará una profundidad de 3,610 metros desarrollados. También se tiene programado su inicio de perforación el próximo 20 de abril y concluir con dichas actividades el 21 de junio, dando un total de 63 días. Se tiene una inversión asociada de 7.19 millones de dólares y del lado derecho podemos ver el mapa de ubicación.
>
> Este pozo se encontrará en el estado de Veracruz dentro del área contractual denominada VC-03. Podemos ver que están los pozos Mata Violín-1 y Mata Violín-2. Les comentaba el pozo Mata Violín-1, que fue el descubridor, está a 32 metros, y el pozo Mata Violín-2 se encuentra a 20 metros de distancia del pozo referido. También tenemos el pozo Nido-1 y Torcaza-101, que fueron utilizados como pozos de correlación y vemos la distancia hacia los límites de la asignación.

En la siguiente lámina vamos a ver el objetivo del pozo, el cual es principalmente evaluar y delimitar la extensión y el potencial remanente que existe en la estructura. Es en la formación Orizaba del Cretácico Medio. Principalmente es en la parte este de la estructura descubierta por el pozo Mata Violín-1. Se tiene una trampa de tipo estructural. Tiene un cierre anticlinal y un cierre contra falla hacia el Este. Aquí en la sección sísmica podemos ver la trayectoria tipo "J" del pozo. Es la línea blanca. También cortará una falla al final de la misma trayectoria, la cual también fue vista por el pozo Mata Violín-1 y no presentó problemas durante su perforación. El pozo Mata Violín-1, como les comentaba, pues fue perforado en el 2002 y su resultado fue descubridor de aceite. El pozo Mata Violín-2 fue invadido de agua salada. Se tiene un recurso contingente asociado a este pozo de 0.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico del 56% y se espera un aceite de 12° API.

En la siguiente lámina vamos a ver el diseño del pozo. La columna geológica esperada abarca desde el Reciente Pleistoceno hasta el Cretácico Medio, donde está el objetivo, que es la formación Orizaba que está compuesta por rocas carbonatadas principalmente. Vemos el modelo geomecánico, los cuales pues tienen las curvas de presión de poro, la densidad de lodo, el gradiente de fractura. La línea roja, que es la presión de poro, tiene un comportamiento normal hasta la entrada de la formación Encanto donde se observa una sobre presión. Esta es generada principalmente por la presencia de acuíferos. Después, en la parte de las calizas estos datos fueron calculados, calibrados de acuerdo con los observados en el pozo Mata Violín-2.

También este pozo se va a perforar en cuatro etapas. La primera es una TR de 13 3/8" asentada a 50 metros. Después tenemos una TR de 9 5/8" a 500 metros. Después una TR intermedia de 7 5/8" que será asentada a 2,300 metros. Y finalmente un liner de 5 1/2" para la profundidad total del pozo. También se tiene documentada una etapa de contingencia, que es un liner de 3 1/2". Del lado derecho tenemos el plan direccional del pozo. Como les comentaba, la inclinación iniciará a una profundidad de 1,700 metros y alcanzará una inclinación de 18.6 grados.

Bueno, finalmente pues este pozo se encuentra considerado en, el plan, el Programa de Evaluación vigente que fue aprobado en

marzo del año pasado. También el operador utilizó las prácticas del pozo Mata Violín-1 y Mata Violín-2 para el diseño de este. En este pozo se espera la presencia de H2S y CO2, por lo cual la tubería intermedia cumple con las características para este tipo de fluidos. Es por esto que la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación de este pozo. Eso es todo Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, ingeniera Lizeth Cruz Roldán. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4 por favor. Si vemos nosotros, ahorita estamos analizando Mata Violín-3, pero hay muy cerquita Mata Violín-1, Mata Violín-2 y las distancias son muy, muy pequeñas. Estamos hablando de 20 metros. O sea, nos pudiera hablar cuál es la razón de Mata Violín-3, cuando Mata Violín-2 estuvo inundado y está cerquita. ¿Es un problema de proyección o por qué?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Sí, bueno, a nivel superficial son 20 metros. Sin embargo, a nivel geológico es una distancia mayor. De hecho, igual en el Programa de Evaluación se tenía en otra ubicación. Pero para utilizar la pera ya que está estos pozos, se movió. La distancia que hay en cada uno de estos a nivel objetivo son aproximadamente 500 metros. Entonces no son tan cercanos a ese nivel.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y la otra es la razón de hacer ese Mata Violín-3 cuando Mata Violín-2 está inundado de agua. O sea, ¿se ve optimista la situación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Si me permiten. Si ven la proyección que se da entre Mata Violín-2 y 3, la tendencia es que el pozo queda en una mejor posición estructural. Entonces, cuando estamos hablando de que llega más profundo en Mata Violín-2 respecto a la estructura, pues es ahí donde determinan pues que ya hay un contacto de fluidos. Entonces, por eso se van a una posición estructural más prominente y de ahí permitirá dar cumplimiento a los objetivos, tanto en el Programa de Evaluación, como en el programa de perforación de este pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Héctor. Por favor, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Presidente, sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Salvador, adelante.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Presidente. En esta imagen precisamente quisiera comentar algunos puntos. Primeramente, en el dictamen técnico de la modificación al Programa de Evaluación aprobado con antelación, se establece que el pozo será perforado con objetivo de formación Orizaba del Cretácico Inferior. Pero ya en la solicitud actual, el operador indica o muestra que el objetivo es la formación Orizaba del Cretácico Medio. Conforme a los Lineamientos de Perforación, la pregunta es ¿se cumple que los objetivos del pozo estén alineados al plan o programa aprobado? Ese es un punto. No sé si gustan.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, efectivamente, la referencia de Cretácico Medio o Inferior hace referencia, digamos considera la formación Orizaba y la formación Orizaba es de la subdivisión del Cretácico del Albiano Cenomaniano. Entonces, en la convención de la tabla cronoestratigráfica pues no hay Cretácico Medio y es por ello que Albiano Cenomaniano forma parte del Cretácico Inferior, que es como se documentó la modificación del Programa de Evaluación.

Sin embargo, si revisamos el atlas geológico que está publicado, sobre todo en lo que es la cuenca de Tampico Misantla y la cuenca de Veracruz, se reconoce la diferenciación del Cretácico Medio en donde se distribuye la distribución del Albiano Cenomaniano y es precisamente donde se tiene correspondencia con esta formación Orizaba y más al Norte las que son El Abra, Tamaulipas y Tamabra. Entonces, precisamente ahí, es donde puede haber intercambio en la convención que se utiliza. De todas maneras, el piso estratigráfico es Albiano Cenomaniano y es por eso que se da

cumplimiento a lo que dice la fracción I del artículo 27 de los lineamientos.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo. Un comentario más al respecto. Exactamente, como se ha mencionado, la Comisión Internacional de Estratigrafía solamente para el Cretácico establece Cretácico Inferior y Cretácico Superior. Esa es la convención internacional y el Inferior llega solamente hasta el Albiano. El superior empieza en el Cenomaniano. ¿Sí? Ahora, tradicionalmente en México, en Pemex, se ha utilizado la división tripartita, eso es nacional, del Cretácico. Y se ha caracterizado el Albiano Cenomaniano por representar la formación de plataformas carbonatadas en México, pero no existe realmente un Cretácico Medio. La geología petrolera de México contempla o se basa en la presencia de plataformas carbonatadas, prácticamente a todo lo largo del Golfo de México, en la orilla del Golfo de México y entonces tiene características particulares. Eso en cuanto a esta pregunta.

Y viendo el diagrama, el sistema petrolero, es decir la roca Almacén, en este caso de la formación Orizaba, tiene características muy similares a la Guzmantla. Ahí puede haber, aparte del objetivo geológico en Orizaba, también puede haber algún descubrimiento en Guzmantla. Ahí en el perfil sísmico se están marcando líneas. Esas líneas deben de tener normalmente edad, un sistema petrolero en sus elementos, roca almacén y generadora, es una cuestión de edad. Entonces, es conveniente la inscripción de cada una de las edades ahí porque definen, cada una de las edades definen condiciones petrofísicas y el origen de estas secuencias está íntimamente relacionado a la estratigrafía sísmica. Es decir, el hecho que haya conjuntos de nivel superior, inferior, etc. y eso define su característica como elementos del sistema petrolero.

Por otro lado, lo que ya comentó el Comisionado Moreira, ahí están los tres pozos. Pero se debe indicar, es importante indicar que los pozos Mata Violín-1 y Mata Violín-2 están proyectados, no están sobre la misma sección. Entonces de ahí la apariencia de que están muy cercanos y en realidad no están cercanos. Entonces eso es importante. Estos pozos se encuentran en la cúspide en el anticlinal conformado por el frente tectónico que está al lado oriental y que está marcado en rojo. Frente tectónico sepultado en

la cuenca de Veracruz. Esa sección de configuración estructural también es importante, por ejemplo, señalar los aspectos estructurales, porque esta es una trampa estructural definida también por aspectos estratigráficos. Entonces es importante pones eso. Y solamente, no sé si tengan algún comentario al respecto, creo que eso es todo básicamente. Sí. Muy amable, gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Salvador. Muy bien. Adelante, por favor, Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Mata Violín-3DEL. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.07/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Mata Violin-3DEL.

ACUERDO CNH.02.07/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III. X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción IX, inciso a), del

Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Mata Violin-3DEL.

II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Yawa-1EXP presentada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Gracias. Buenos días, Comisionados y a los aquí presentes. Si podemos pasar a la siguiente lámina por favor. Esta solicitud de autorización para la perforación del pozo Yagua-1EXP fue presentada por Pemex el 3 de marzo del presente año. El día de hoy la traemos a su consideración y la fecha límite para resolver es el 2 de mayo.

En cuanto a los datos generales, este pozo, esta localización se encuentra en la parte centro del área de asignación AE-0182-Waya. Es un pozo terrestre que se encuentra en el estado de Veracruz en la cuenca Tampico Misantla. Básicamente lo que se persigue con la perforación de este pozo es encontrar una nueva acumulación de hidrocarburos en un área adyacente al área con recursos, que es el Pital y Mozutla, que en su momento fue productor de aceite en los mismos niveles estratigráficos. Este pozo tiene una trayectoria direccional tipo "J" y considera una profundidad total programada de 2,456 metros verticales y 3,277 metros desarrollados. Estos referenciados bajo mesa rotaria.

En su programa contemplan 106 días, comenzando con la perforación el 11 de mayo del presente año y finalizando con actividades de taponamiento, de ser el caso de que no resultara exitoso, el 24 de agosto. En cuanto al equipo de perforación seleccionado, que es el PM-0317, cumple con los requerimientos para la perforación de este pozo.

En cuanto a los objetivos, pues es descubrir hidrocarburos de tipo aceite ligero en rocas carbonatadas que están parcialmente dolomitizadas y fracturadas de la formación Tamabra de edad Cretácico Medio. Esas corresponden a facies que son cercanas a talud, las cuales pues están representadas por un flujo de escombros que tuvieron su aporte del desarrollo arrecifal proveniente de la plataforma de Tuxpan. En cuanto a los recursos prospectivos a la media con riesgo, pues son 5.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, considerando una probabilidad de éxito geológico del 28%.

En cuanto al diseño, podemos ver que la columna geológica abarca desde el Oligoceno Superior hasta el Cretácico Medio, que es la zona del objetivo. La litología esperada para la parte del Terciario son lutitas con algunas intercalaciones de cuerpos de areniscas y entrando a la parte del Cretácico pues son estas rocas carbonatadas.

En su estado mecánico consideran cuatro etapas de perforación, comenzando con una tubería de revestimiento conductora. Posteriormente, una tubería de revestimiento superficial, la cual tiene la intención de aislar las posibles zonas poco consolidadas, así como mantos acuíferos que pudieran presentarse. Posteriormente una tubería de revestimiento intermedia, que se va a asentar su zapata en la zona del Cretácico con la intención de poder revestir todos esos cuerpos de areniscas que pertenecen al Terciario y que en su momento pudieran causar algún tipo de inestabilidad durante la perforación. Y por último consideran una tubería de revestimiento de 3 1/2" a la profundidad final que es 2,456. Esa es de explotación evidentemente pues, para evaluar la zona.

Para este pozo no se documentó un estado mecánico de contingencia puesto que, tal como lo documentó Pemex, ellos consideran con base al estudio de riesgos geológicos, así como a

la información de pozos de correlación, no detectaron algún evento geológico importante que pudiera causar algún tipo de problema durante la perforación. Entonces, sabemos que todo ese tipo de información pues reduce, disminuye la incertidumbre en la ventana operativa y vemos pues que en todo momento el fluido de perforación está dentro de esa misma ventana.

Aquí en conclusiones, pues este pozo está considerado en el escenario incremental del Plan de Exploración asociado a la asignación. El operador demostró el soporte técnico del pozo, el cual le va a permitir alcanzar los objetivos y preservar su integridad. Asimismo, se utilizará la tecnología adecuada para la perforación de este pozo. Y, por último, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación de este pozo. Eso es todo en cuanto al pozo, quedo a la orden.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página donde se muestran las trayectorias del pozo. Tenemos nosotros el pozo Yagua y tenemos el otro pozo que se llama Pital y Mozutla. ¿Van al mismo objetivo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Sí, coinciden, es el mismo objetivo de la formación Tamabra. Como comenté al inicio en el mapa de ubicación, vemos que hay un área con recursos. O sea, que ya es remanente de lo que en su momento pudo haber sido una zona productora. Es la misma formación. Sin embargo, en la sección sísmica tal vez no se alcanza a ver en la parte de Pital y Mozutla. La trampa estratigráfica que corresponde a este pozo Yagua es una trampa estratigráfica que presenta acuñamiento en todas sus direcciones. Entonces vemos que acercándose en dirección a Pital y Mozutla-101 hay un acuñamiento. Entonces, ya no pertenece a la trampa que corresponde a este otro pozo.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Héctor. Por favor, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Nada más una duda. Aquí en esta lámina se plantea que es aceite ligero lo que piensan encontrar y en el plan se decía aceite pesado. ¿Hubo algún cambio?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Lo que el operador o que Pemex documentó en un inicio es que consideran que puede ser desde 24° API hasta 31°. Entonces desde 24 podrían estarlo considerando como pesado y posteriormente. O sea, no tienen exactamente. O sea, tienen como ese rango.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Néstor. Por favor, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Presidente. En el prospecto Yagua-1EXP se encuentra contemplado un escenario incremental en el plan aprobado por la Comisión desde noviembre de 2022. ¿Se tiene conocimiento si el operador petrolero ingresó la solicitud de perforación del prospecto Guaya-1EXP? Y si está justificada esa decisión de inclinarse por hacer primero el escenario incremental antes del base.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, doctor. Es algo que Pemex hace con relativa frecuencia. Pone su escenario incremental. Si bien lo llama incremental, no es necesariamente como tal, sino más bien es como una opción, como una segunda opción. Entonces sí, siempre lo hemos visto como no es necesario que pase por lo del base para llegar al incremental, es la flexibilidad que Pemex se da con sus escenarios. Pero no ha solicitado la perforación del pozo en el escenario base.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. El otro punto ya lo mencionó el Comisionado Néstor Martínez, en el sentido de aceite ligero o aceite pesado que queda aclarado. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, Salvador. Por favor, Secretaria, adelante.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso (a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Yagua-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.08/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Yawa-1EXP.

ACUERDO CNH.02.08/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III. X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Yawa-1EXP.

II.5 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Jotsbil-1EXP presentada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Héctor Silva González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

> "UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buen día Comisionados, Secretaria Ejecutiva, con su venia. Como ya se mencionó, traemos a consideración la autorización del pozo Jotsbil del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. En esta lámina se presenta la relación cronológica de esta solicitud, la cual fue ingresada el día 13 de marzo. El día de hoy traemos para su consideración esta solicitud. Como fecha límite para determinar o para resolver se tiene el día 15 de mayo. En la siguiente diapositiva traemos los datos generales.
>
> Previo a iniciar con la presentación de los datos generales, comentarles únicamente que el pozo está dentro de la provincia geológica de Cuencas del Sureste, en el estado de Tabasco, y tiene como objetivo geológico areniscas del Mioceno Medio y Mioceno Inferior. Y como clasificación, bueno, este pozo se clasifica como un pozo exploratorio en un nuevo campo. Se va a perforar con una trayectoria direccional tipo "S" con condiciones de presión y temperatura que lo consideran como pozo HPHT. Se tienen programados 108 días para su perforación y terminación. El equipo con el que será perforado es el que se muestra aquí en pantalla. Es un equipo terrestre de 2,000 caballos de potencia. Es el PM-330 que satisface las necesidades de perforación de hasta 6,000 metros y cuenta con preventores de 10,000 psi. Los principales pozos que se analizaron para correlacionar y diseñar este pozo principalmente fueron estos dos, el Calicanto-1 y Calicanto-101 y también Guaricho-1 y Veleta-1. Y aquí se muestran pues las

distancias a nivel superficial del pozo Jotsbil a los pozos de correlación.

Aquí se muestra la sección sísmica. El pozo en su trayectoria, que es un pozo tipo "S" y los objetivos geológicos: el Mioceno Medio y el Mioceno Inferior. El pozo va a atravesar una falla a esta profundidad. Para este pozo se tienen considerado dos tipos de trampa. La primera estratigráfica para el primer objetivo y estructural para el segundo. Se tiene contemplado un recurso prospectivo a la media con riesgo de 26 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico de 19% y se estima un aceite super ligero. Según los datos proporcionados por Pemex, el aceite con el que están correlacionando se estima de 45.15° API. Es un aceite muy ligero.

Aquí podemos ver ya propiamente el diseño del pozo. Del lado izquierdo vemos la columna geológica y la litología que estarían atravesando durante la perforación de este pozo. Las curvas de presión de poro y gradiente de colapso, que es esta curva zigzagueada. El tren de densidades de perforación, que es esta curva verde. El inicio de pérdida, el gradiente de fractura, la curva azul y sobrecarga, que sería la curva rosa. Se cuenta con un estado mecánico con cinco tuberías de revestimiento, un conductor y superficial de 30" y 20" a 50 metros y a 780 metros. Dos intermedias, tuberías de revestimiento intermedias de 13 3/8" y 9 5/8" a 2,800 y 4,250 metros aproximadamente. Y una tubería de explotación de 7" hasta la profundidad total.

Como escenario de contingencia se considera una tubería de revestimiento que es este liner de 5". Aquí una disculpa, lo que pasó es que la imagen se movió y esta zapata en realidad es la zapata del liner de 5" y esta otra zapata negra corresponde a la de 9 5/8". Entonces es una sola tubería de revestimiento. Es este liner de 5" que va hasta la profundidad total. Y como contingencia, ellos planean el asentamiento anticipado de esta tubería de revestimiento porque en esta zona consideran que puede haber una zona de pérdida de circulación. Para ello, se asentaría esta tubería de revestimiento de 9 5/8. Se asentaría de manera anticipada este liner de 7" y finalmente concluir con un liner de 5" hasta la profundidad total del pozo.

Como características generales del diseño, pues aquí se muestra algún resumen que ya se comentó. Un direccional tipo "S". Las tuberías de revestimiento están diseñadas para las condiciones del pozo. De igual forma los fluidos de perforación. Similar, el equipo de perforación fue seleccionado para la perforación de este pozo y como contingencia pues ya se mencionó el liner de 5" hasta la profundidad total.

Y ya como conclusiones, tenemos que este pozo está alineado a un Plan de Exploración vigente. Con la perforación de este pozo, el operador petrolero alcanzará los objetivos del mismo, preservando su integridad. Se utilizará la tecnología adecuada para la perforación. Y por lo tanto la Dirección General de Autorizaciones de Exploración propone resolver en sentido favorable la solicitud de autorización de este pozo Jotsbil. Muchas gracias, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, maestro Héctor Silva González. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más que tengan mucho éxito. Ese tipo de aceite es fabuloso, 45.1° API.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Magnífico, así es. Por favor, Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Un comentario. Es peccata minuta probablemente. Menciona ahí el objetivo areniscas del Mioceno. Están cementadas de tal manera que implique alguna situación de la petrofísica y por lo tanto de buena permeabilidad o son arenas, puesto que es el Mioceno. Entonces, no sé si hay una descripción bien, petrológica, para decir es arenisca o es arena.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Seguramente la hay, pero

desconozco el detalle ahorita. Pero lo podemos investigar, Comisionado.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Digo, porque eso implica, la terminología es muy exacta, implica situaciones de petrofísica y situaciones de permeabilidad o barreras de permeabilidad. Muy bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, Salvador por los detalles, aquí que definitivamente son pertinentes. Muchas gracias. Adelante, por favor, Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Jotsbil-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.09/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Jotsbil-1EXP.

ACUERDO CNH.02.09/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III. X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción IX, inciso a), del

Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Jotsbil-1EXP.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:55 horas del día 13 de abril de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Segunda Sesión Ordinaria de 2023 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.

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva