



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXTA SESIÓN ORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:33 horas del día 9 de mayo del año 2023, se celebró la Sexta 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 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, presentada por Pemex Exploración y Producción.
- II.2 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, presentada por Pemex Exploración y Producción.

[Handwritten signature and initials]

II.3 Opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0308-2M-Campo Sihil.

II.4 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual, notificada por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

La Secretaría Ejecutiva y el titular de la Unidad Jurídica, presente en la sesión, hicieron constar que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades de este Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable.

II.- Asuntos para autorización

II.1 **Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel, presentada por Pemex Exploración y Producción.**

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al maestro Luis Carlos Huerta 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 EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Comisionados, Comisionado Presidente, buenos días. Efectivamente traemos para su consideración la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo de la asignación asociado al Campo Bedel.

Esta modificación al Plan de Desarrollo se debe a la incorporación de nuevas localizaciones de pozos de desarrollo, actualizaciones de los pronósticos de producción debido al buen comportamiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

de los yacimientos y así como al cambio de la meta de aprovechamiento de gas natural asociado.

Respecto de la asignación del Campo Bedel, esta tiene un área de 22.79 kilómetros cuadrados. Se encuentra en el municipio de Juan Rodríguez Clara en el estado de Veracruz. La fecha de emisión del título es el 13 de agosto de 2014 con una vigencia de 20 años. Es del tipo de extracción, una asignación del tipo de extracción con formaciones productoras en el Mioceno Medio y Plioceno Inferior a una profundidad de 1,000 a 2,400 metros verticales. Se produce aceite negro de 28° API y gas seco.

Respecto de las etapas en el histórico de producción de este campo, observamos del lado izquierdo las dos gráficas. La primera de ellas en el lado superior corresponde a la producción de aceite y la que se encuentra en la parte inferior corresponde a la producción de gas. Observamos la primera etapa del 2012 a 2013 con el inicio de producción en el yacimiento de aceite en el Mioceno Medio. Posteriormente en el 2014 se continúa con la etapa de desarrollo con la perforación de 3 pozos en el yacimiento de gas del Plioceno Inferior. En la etapa 3 de 2015 a 2021 se continúa con la etapa de desarrollo, incorporando 17 pozos de desarrollo más, así como la ejecución de 4 reparaciones mayores. Y finalmente en la etapa 4 de 2022 a 2023, misma que está amparada por el Plan de Desarrollo vigente, se tiene la perforación de 5 pozos de desarrollo, así como la ejecución de una reparación mayor.

Respecto del comparativo del plan vigente contra la modificación propuesta, observamos en esta lámina del lado izquierdo las dos gráficas que tenemos. La que se encuentra en la parte superior corresponde a la producción de aceite y la que se encuentra en la parte inferior corresponde a la producción de gas. En ambos casos, la línea resaltada en color negro representa la producción del Plan de Desarrollo vigente y bueno, la primera de ellas en la gráfica de producción de aceite observamos la superficie en color verde corresponde a la propuesta del pronóstico de producción del Plan de Desarrollo.

En la tabla que se encuentra en la parte inferior de la gráfica de aceite observamos que el Plan de Desarrollo para el periodo de mayo de 2023 al 2040 plantea la recuperación de 8.69 millones de

(Handwritten marks and signature)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

barriles y para la modificación del Plan de Desarrollo de mayo de 2023 a 2066 se recuperan 12.32 de acuerdo a lo presentado, lo que supondría un incremento en 3.63 millones de barriles respecto de lo que actualmente se tiene en el Plan de Desarrollo. Para el caso del gas, para el periodo de mayo de 2023 a 2040 el Plan de Desarrollo vigente propone la recuperación de 8.40 miles de millones de pies cúbicos y la modificación del Plan de Desarrollo de mayo de 2023 al 2066 plantea la recuperación de 13.59 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 5.19 miles de millones de pies cúbicos. En lo que respecta a las inversiones, en esta misma lámina del lado derecho en la parte superior observamos las inversiones propuestas y las que actualmente se encuentran contempladas por el Plan de Desarrollo. Las columnas en color café representan las inversiones del plan vigente y la línea en color rojo representa las inversiones de la modificación del Plan de Desarrollo.

La tablita que se encuentra inmediatamente abajo observamos que el Plan de Desarrollo contempla de 2023 a 2040 la erogación de 39.37 millones de dólares y la propuesta de modificación contempla de mayo de 2023 a 2066, 91.24 millones de dólares, lo que representa un incremento de 51.87 millones de dólares. Finalmente, respecto de la actividad física propuesta en la tabla que se encuentra en la parte inferior derecha, observamos que el Plan de Desarrollo contemplaba la ejecución de cinco perforaciones y terminaciones y 112 RME, de las cuales fueron ejecutadas 5 perforaciones y terminaciones, 1 RMA y 54 reparaciones menores. Lo que se propone para este Plan de Desarrollo son 5 perforaciones y terminaciones más, una reparación mayor más y 459 reparaciones menores, que están asociadas a limpiezas de aparejo, conversiones de sistemas artificiales de producción, mantenimientos a los mismos.

Respecto del costo total del proyecto para el periodo 2023 al 2066 se contempla la erogación de 125.85 millones de dólares, lo que nos lleva a obtener un valor presente neto después de impuestos de 221.97 millones de dólares. Finalmente, la justificación para la modificación del Plan de Desarrollo es continuar con el desarrollo del Campo Bedel y extraer la reserva 3P de 12.32 millones de barriles, así como 13.59 miles de millones de pies cúbicos de gas para obtener un factor de recuperación final en el caso del aceite de 17.30% y en el caso del gas de 27.70%. Asimismo, se plantea la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

actualización de la meta de aprovechamiento de gas natural asociado del 100% para el periodo de 2023 a 2025 y a partir de la implementación o entrada en operación de la Batería de Separación Bedel en 2026 se plantea la meta de aprovechamiento a 98% como mínimo.

Ya finalmente derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan de Desarrollo asociado a la asignación A-0045-2M-Campo Bedel, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia o se apruebe alguna modificación. Es todo Comisionados, quedamos atentos a cualquier comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA. - Muchas gracias maestro Luis Carlos Huerta González. Por favor Comisionado.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 6. Cuando vemos este Plan de Desarrollo, realmente se ve mucho, muy bien. O sea, se ve digamos qué padre que está. Y quería yo señalar yo dos cosas. Una es la parte de lo que son los ingresos al Estado Mexicano antes de impuestos y después de impuestos del lado derecho. Ahí entraron al Estado Mexicano 300 millones de dólares, como el 60% de todo el valor presente. Y, por otro lado, la rentabilidad sale fabulosa. O sea, el VPN/VPI después de impuestos es 3.27. O sea, sacaste tres pesos por cada peso invertido. Entonces pues una felicitación. Este Programa de Desarrollo se ve muy, muy bien. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA. - Muchas gracias Héctor. Adelante Néstor por favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Presidente. El factor de recuperación final es del orden del 17%, verdad. ¿Hay alguna recomendación respecto a ese tema para incrementarlo o para tener más agregación de valor al proyecto?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Nos presentaron ellos en la anterior modificación una propuesta de recuperación secundaria con inyección de agua. Sin embargo, poco después de que

U.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentaron esa propuesta nos mandaron una actualización de su programa de recuperación, donde nos mencionaban que ya no era aplicable que necesitaban estar haciendo más estudios. Entonces el factor de recuperación se ve pues digamos dentro de lo que sería el aceite con alguna área de oportunidad para poderlo incrementar. Aquí lo que les vamos a comentar es que pues sigan haciendo los estudios de recuperación secundaria o alguno mejorado que pudiera darles mejor recuperación en las arenas de aceite.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ok. Entonces bueno, en este momento al parecer como que no es factible, pero hay que ver en el futuro puede suceder como parte de la supervisión que hacemos aquí en la CNH. Por otro lado, en el Plan de Desarrollo anterior nos comentaron de la Batería de Separación Bedel. ¿Cómo está esa batería de separación, ya está funcionando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ.- No, todavía no.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Porque están haciendo transporte por ruedas verdad todavía? ¿O cómo está?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ.- Sí. Esa batería se tiene una actualización para su construcción y su entrada en operación. Sería a partir de 2026. Hubo algunos retrasos ahí con la implementación de algunas actividades. Es por eso que actualizan la fecha de implementación de esta batería. Entraría en este caso para 2026.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque eso significa un área de oportunidad para tener más valor para el proyecto. Muchas gracias, son mis comentarios.

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

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Revisando el dictamen, la correlación que se muestra ahí de pozos se indica un contacto agua-aceite para las arenas MM35 y MM40, mas no para las MM30 y MM20. La información que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

proporciona el operador, por ejemplo, ¿hay algo que indique que estos intervalos el 30 y el 20 no serán afectados por el contacto agua-aceite que se muestra en la correlación del dictamen?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ.- Sí, efectivamente Comisionado. Sí se tiene cierta incertidumbre para detectar el contacto agua-aceite. Incluso se ve reflejado en el valor de las reservas. Ellos tienen contemplado ahí una pequeña reserva 3P, precisamente para el caso de esas dos arenas y es justamente derivado de la incertidumbre que tienen ellos para la ubicación del contacto agua-aceite. Es lo que nos manifiestan.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Comisionado. Pues siendo así que se han hecho las observaciones y las respuestas, Secretaria por favor adelante con el acuerdo y su votación.

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 y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción III y 44, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la asignación A-0045-2M-Campo Bedel. 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.06.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

Órgano de Gobierno

Sexta Sesión Ordinaria

9 de mayo de 2023

ACUERDO CNH.06.01/2023

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; 7, fracción III y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0045-2M-Campo Bedel.

II.2 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, 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 ingeniero José Eduardo Ramos Castañeda 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 EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ EDUARDO RAMOS CASTAÑEDA. - Muchas gracias. Buen día Comisionados. Comisionado Presidente, con su venia iniciaremos la siguiente presentación. La modificación del Plan de Desarrollo versa principalmente en que el asignatario retoma el proyecto de inyección de agua como método de recuperación secundaria dentro de la asignación, así como una actualización en el plazo del tiempo para alcanzar la meta de aprovechamiento de gas.

El área se encuentra en el estado de Tabasco entre los municipios de Huimanguillo y Cárdenas con un área de 138 kilómetros cuadrados. Es un área de extracción. Dentro de ella se encuentran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

las formaciones productoras de Encanto y Concepción Superior produciendo aceite negro de 35° API.

Como podemos ver en la siguiente lámina, el campo se descubrió en el año 1963, alcanzando un pico de producción de 64,000 barriles y 100 millones de pies cúbicos diarios en el año de 1968 con 201 pozos operando. Podemos observar que también en este periodo de tiempo se implementó ya dentro del campo la inyección de agua como método de recuperación secundaria y actualmente se tiene un mantenimiento a la producción mediante perforaciones, reparaciones mayores y reparaciones menores, con un gasto promedio de 4,500 barriles por día de aceite y 4.92 miles de millones de pies cúbicos.

Por cuanto hace a la modificación, tenemos que el operador contempla la recuperación de 18.96 millones de barriles, lo que se interpreta en un aumento de 15.12 millones de barriles a recuperar con relación al Plan de Desarrollo vigente. Por cuanto hace al gas, tenemos que también el operador contempla la producción de 23.99 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que se interpreta en un incremento de 16.58 miles de millones de pies cúbicos a comparación del programa vigente. Aquí cabe resaltar que los picos que tenemos de producción en los años 2024 y 2025 están asociados a la entrada de la implementación del proyecto de inyección de agua.

Por cuanto hace a las inversiones, tenemos que el operador contempla 346.22 millones de dólares, lo que se ve reflejado en un aumento de 318 millones de dólares. Las actividades contempladas dentro de la modificación son 3 perforaciones y terminaciones de pozos, 46 reparaciones mayores, 7 reparaciones menores y el tendido de 22 ductos. Para el costo total del proyecto tenemos que el operador contempla erogar 801 millones de dólares, lo que nos daría como resultado un VPN después de impuestos de 35.39 millones de dólares.

Bueno, se puede concluir que las actividades planteadas en la modificación que están encaminadas a dar una continuidad operativa del campo, así como la implementación del proyecto de inyección de agua como método de recuperación secundaria, permitirán extraer 18.96 millones de barriles de aceite y 23.99 miles de millones de pies cúbicos de gas asociados a la reserva 3P,

C. G



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

logrando alcanzar un factor final de 32.6% para aceite y 44.5% para gas. De igual manera, tenemos que actualmente la meta de aprovechamiento de gas es del 92% y mediante las actividades de rehabilitación y mantenimiento a los equipos de compresión se logrará alcanzar esta meta en septiembre de este año.

Por último, tenemos que derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la asignación A-0092-Campo Cinco Presidentes, presentado por Pemex Exploración y Producción. Es todo Comisionado, quedamos atento a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero José Eduardo Ramos Castañeda. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo dos preocupaciones en este caso. La primera en la página 7 donde se dice que la meta de aprovechamiento es de 92%. Yo tengo entendido que la meta de aprovechamiento que se les autorizó fue 98%. El valor real ahorita es 92%, o sea, están 6% abajo. Pero su meta era 98% y me preocupa que la meta que se les aprobó se aprobó en el 2015 y se les dijo que por el 2018 tenías que llegar al 98% y no llegaron y no hubo ninguna reacción nuestra desde ese año hasta ahorita. Estamos hablando de cinco años. Cinco años donde hubo una quema de gas no autorizada, que probablemente podrían haber hecho algo, presentar un nuevo plan, etc. Pero sí me preocupa. Esto no es cierto, entonces habría que poner, yo pondría, no sé, el valor del aprovechamiento del gas es 92%. Mediante rehabilitación vamos a llegar al 98%. Eso es lo que realmente pasa, no de que estén en 92%. Me preocupa el no haber detectado nosotros ese valor.

La otra cosa que me preocupa es en la página 6. El valor presente neto antes de impuestos es 508 millones y después de impuestos es 35. No entiendo cómo podemos estar cobrando 93% de impuestos, mientras el otro era 60% en el caso anterior. No me queda claro por qué. ¿Por qué después de impuestos sufre ese cambio tan drástico?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- La primera parte que se refiere al seguimiento del aprovechamiento de gas sí se tenía



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFET

identificado este valor que están reportando del 92%. Sin embargo, cuando se aprobaron las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas tenían tres años de inicio como gracia para lograr alcanzar y mantener la meta. Entonces así lo estuvimos dando seguimiento y posteriormente pues seguimos identificando que la meta estaba por debajo. Se tuvieron varias reuniones en su momento con Petróleos Mexicanos. Se les expuso esta situación e intentaron dos veces modificar este plan. Sin embargo, empezaban el trámite y continuaban algunas nuevas iniciativas que querían ellos plasmar dentro del plan y lo tuvieron que retirar. Entonces hasta esta tercera ocasión es que estamos logrando terminar el proceso, pero sí ellos de alguna manera tenían conocimiento, nosotros también, y estuvieron ellos intentando hacer esta actualización. Sí se estuvo dando seguimiento.

Y la segunda respecto a lo que es el régimen fiscal. Pues al momento de evaluar la propuesta del plan económicamente, pues sí resulta muy oneroso. Parece ser que es más del 90% lo que tienen que estar ellos pagando como derechos del plan. La evaluación la reprodujo aquí nuestra área de evaluación económica para verificar que los valores eran correctos y pues eso es el resultado que nos están mostrando como correcto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No me queda claro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que en el caso de Bedel lo que vemos es que también trae unas arenas que son de gas. Entonces la ventaja que tienen las arenas de gas es que el margen para hacer la deducción de costos se eleva hasta el 80%. Y en el caso de este tipo de proyectos que son terrestres, la máxima deducción que pueden hacer ellos de sus costos es el 12.5%. Entonces esa diferencia en el modelo económico es lo que está haciendo que esto resulte más oneroso para Petróleos Mexicanos el pago de derechos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Pero si vemos esto y vemos la rentabilidad, da 0.14%. Casi podrías tener el dinero en cetes. O sea, no sé si hubiera alguna cosa que pudiéramos nosotros analizar y decir deberíamos haber

17.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recomendado esto o podría verse esto. Porque se están invirtiendo aquí pues 800 millones de dólares y se tiene una rentabilidad del 14%, esto no suena una inversión muy buena, sobre todo que es una inversión de 20 años. No sé qué pudiéramos nosotros analizar, ayudar, señalar de decir esto es lo que hubiera dado mejores resultados. Considere estas ideas, porque los impuestos son demasiado altos y la rentabilidad es demasiada baja.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Si me permite. Por lo que estoy entendiendo de este asunto, no es meramente técnico. No es un asunto que tenga que ver con los procedimientos de extracción, sino más bien con las estrategias y los listados presupuestales de la Secretaría de Hacienda, en cuyo caso pues yo entiendo que no tenemos jurisdicción, nosotros no tendríamos jurisdicción. Pero además viéndolo en conjunto, si bien la utilidad muy buena que inicialmente obtiene la empresa en la extracción, al ser una empresa del Estado, finalmente las utilidades si fueren de la empresa también irían a manos del Estado. Entonces está afectando los estados financieros de la empresa, de PEP y por ende del Petróleo Mexicano, pero no está interrumpiendo. Al contrario, es muy favorable dado que el Estado lo está recuperando vía impuestos en este caso y en eso no considero, salvo que el jurídico nos diga otra cosa, que no tenemos nosotros cómo intervenir en materia de los impuestos y las disposiciones de la Secretaría de Hacienda.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, yo creo que nosotros no tenemos ninguna autoridad y creo que nosotros no podemos tomar ninguna decisión. Es una discusión exclusiva de Pemex. Pero sí creo que, dado que nuestro objetivo es el mejor uso de los recursos de hidrocarburos de la nación, pues no es producir más. Es producirle más dinero al fisco federal para que se use para la nación. Entonces no sé, yo sí creo que..., no sé, yo me quedaría más tranquilo si dijéramos le dimos una recomendación y le dimos una sugerencia. No podemos ordenar nada porque está fuera de nuestras atribuciones.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Si te parece Comisionado, pues sería bueno que elaboraras una propuesta de recomendación, la revisamos del punto de vista jurídico y con mucho gusto la presentamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me parece muy bien, me parece muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Comisionado Néstor, por favor adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Presidente. Pues yo creo que con este campo nos viene a la mente la fotografía de los cinco presidentes de la república, ¿verdad? pero también nos viene a la mente que Cinco Presidentes es el nombre de un activo de producción. Es muy importante. Es un campo muy longevo, viene de los años 60. Pero lo interesante es que todavía sigue y tiene todavía estos potenciales de ingresos para el Estado. Al final, son ingresos para el Estado y Pemex es parte del Estado.

Pero creo que aquí lo que hay que resaltar dentro del plan es nuevamente que están retomando la inyección de agua, eso es algo muy importante. Y hace rato yo preguntaba ¿qué está haciendo para Bedel con el factor de recuperación que es 17%?, aquí casi es el doble, es 30 y tantos por ciento. Entonces los campos viejos tienen gran potencial y este es un ejemplo. No todos, verdad, pero una buena parte tiene este potencial de poder seguir produciendo por mucho más tiempo. Entonces pues la verdad es qué bueno que Petróleos Mexicanos está retomando esta inyección de agua y que ojalá con esta inyección tengamos resultados favorables tal como están planteados aquí o mejores, para que podamos tener más ingresos para el Estado.

Y finalmente pues también hacer eco de que no es una cuestión que nosotros podamos solucionar, pero hay la posibilidad de pasar las asignaciones a contratos. Pero esa es una cosa que no tiene que ver nada con nosotros, pero hay ese potencial como se hizo con Ek-Balam. Pero al final es lo mismo. O sea, lo que dice el Comisionado Presidente yo también coincido. Si se queda en Pemex o se lo queda el Estado, al final es lo mismo, es el Estado y el Estado le da dinero a Pemex para que siga desarrollando este tipo de proyectos. Es medio complicado la ecuación, pero finalmente son los mismos. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- El destino de los recursos. Gracias Comisionado Néstor. Salvador, por favor adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. Con relación a la justificación de la aprobación menciona, y que ya lo comentó el Comisionado Néstor, sobre que se retomará la inyección de agua. ¿Reporta el operador por qué lo suspendió antes como método de recuperación secundaria y con relación a lo que espera aumentar el factor de recuperación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ EDUARDO RAMOS CASTAÑEDA.- Por cuanto hace a lo de la modificación, sabemos por el histórico que se implementó, más el operador no da la causa por la que terminó. Si bien se retoma el proyecto, esto va enfocado ya a otras áreas. Digamos no va a ir enfocado a las mismas. Se enfoca ya en diferentes áreas dentro del área de la asignación.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Ok, gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- De acuerdo. Adelante.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Está bien, nada más para complementar doctor. Se tuvo actividad exploratoria del pozo Flanco, que es una delimitación areal en Cinco Presidentes. Esa área de desarrolló, es la que se va a implementar el proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Yo quiero preguntar si me recuerdan de cuántos grados API es el petróleo que se espera obtener ahí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- De 35° API.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- De 35° API. O sea, ¿es ligero? Es ligero, es del bueno. Bueno, eso es algo para tener en cuenta. Puede ser que una inversión para una empresa como Petróleos Mexicanos que está extrayendo tanto crudo pesado en el golfo, costa afuera frente a las costas de Tabasco y Campeche, yo tengo entendido que este tipo de crudo ligero lo utilizan para compensar y ayudar en la fluidez. Entonces puede haber una justificación que sea un poco no económica necesariamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFET

Y por el otro lado, si ponemos el cuadro donde vienen las inversiones totales. Ahí. Vemos que al menos hasta la izquierda, la cantidad más grande que se ve ahí son 801 millones de dólares entiendo. Si esto es la inversión que va a realizar Petróleos Mexicanos, eso quiere decir que por el tamaño de la inversión tuvo que haber pasado necesariamente por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos. Si fueran otras cifras menores, mucho menores, entonces hay otros niveles de decisión dentro de la paraestatal. Pero ya un monto de esta envergadura le corresponde al Consejo. Entonces está aprobado por su Consejo de Administración esta inversión. Por el otro lado, Petróleos Mexicanos siempre tiene la posibilidad de solicitar a la Secretaría de Hacienda la migración o el tratamiento fiscal que a Petróleos Mexicanos le convenga mejor y la Secretaría de Hacienda es quien decide en última instancia. Es posible que, aunque no lo consigne aquí, ellos estén haciendo alguna gestión en la Secretaría de Hacienda que ayudaría a modificar los resultados después de impuestos.

De hecho, yo recuerdo que, en otra ocasión, al menos una que ya hemos visto, que el plan que se presentó originalmente traía una tasa interna de retorno, un valor presente neto, y que después se hizo una migración, una negociación de tipo fiscal con la Secretaría de Hacienda y mejoró radicalmente las cifras económicas. Las cifras de producción esa es otra cosa, no tiene nada que ver, pero su resultado económico sí pudo mejorar. Digo, pueden ser algunas explicaciones en relación con la fundada observación del Comisionado Héctor. Muy bien, pues de haberse visto todas las observaciones de este caso, por favor Secretaria adelante con la lectura del acuerdo y su aprobación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- 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; 7, fracción III y 44, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes. Comisionados, se somete a su consideración el

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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.06.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes.

ACUERDO CNH.06.02/2023

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; 7, fracción III y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes.

II.3 Opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0308-2M-Campo Sihil.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Fabian Mayo Salinas, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. FABIAN MAYO SALINAS.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Comisionados, Comisionado Presidente, con su venia. Traemos para ustedes la opinión técnica. Esta opinión técnica versa en tres puntos principales. Primero es ceder una porción del área de la asignación Sihil a la asignación exploratoria Campeche Oriente. Esto con la finalidad de que sea al Jurásico Superior Kimmeridgiano. Como segundo punto, tenemos ceder una porción de área de 2.4 kilómetros, de la asignación exploratoria a la asignación Sihil. Y como tercer punto tenemos, informar si dichas modificaciones impactan en los planes correspondientes al Plan de Exploración y al Plan de Desarrollo de las asignaciones.

En esta parte podemos observar que la asignación Sihil tiene una extensión de 62 kilómetros cuadrados. Se ubica a 80 kilómetros al noreste de la Ciudad del Carmen en Campeche. La fecha de emisión de este título es del 13 de agosto de 2014. El tipo es de extracción con una vigencia de 20 años. Actualmente se tienen 34 pozos perforados en la asignación, de los cuales 19 se encuentran operando. Las formaciones que podemos encontrar de acuerdo al Título de Asignación Sihil es el Eoceno Medio, el Cretácico Superior, Medio Inferior y así como el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Aquí encontramos tres tipos de fluidos. En el Eoceno Medio encontramos un fluido de 18° API. En el Jurásico Superior Kimmeridgiano 24° API y en el Cretácico Superior de 22° API.

Como antecedentes tenemos que esta asignación, como ya lo venimos mencionando, tiene un traslape con una asignación de exploración, de los cuales se identificaron o el operador identificó dos prospectos de exploración, que es el Sihil-101 y el Sihil-201EXP, de los cuales se ve potencial para que ellos puedan explorar a nivel de Jurásico Superior Kimmeridgiano. Es por eso que ellos pretenden que 50 kilómetros cuadrados se pasen a la profundidad del Jurásico Superior a la asignación exploratoria.

Aquí podemos observar del lado izquierdo, en la imagen izquierda, cómo está actualmente superficialmente la asignación Sihil y del lado derecho podemos observar la reconfiguración que está proponiendo el operador a través de la Secretaría de Energía. Podemos ver que se pretende incluir un área de 2 kilómetros, que esto sería con la finalidad de que toda la reserva a nivel del Jurásico

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Superior Kimmeridgiano quede contenido ya dentro del polígono de la asignación Sihil. Y podemos observar también ahí los dos pozos que se pretenden perforar, que es el Sihil-101 y el Sihil-201 a nivel del Jurásico Superior. Y podemos ver en el mismo color de la asignación en la imagen derecha, que toda esa área a nivel del Jurásico Superior quedará contenida dentro de la asignación exploratoria.

La justificación de esta opinión principalmente es que toda la reserva identificada a nivel del Jurásico quede contenida dentro de la asignación Sihil y por lo tanto derivado de la modificación en el área y en la profundidad de esta asignación no existiría ningún impacto en tanto en los Planes de Exploración que es la Campeche Oriente con el Plan de Extracción que es de la asignación del Campo Sihil.

Derivado de este análisis Comisionados, se propone la opinión técnica en sentido favorable con respecto a la modificación del anexo 1 de la asignación A-0308-2M-Campo Sihil, presentado por la Secretaría de Energía. Es cuanto Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Fabian Mayo Salinas. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, está muy clara la razón, se ve muy claro. Creo que van a tener que presentar otro plan para los pozos, pero se ve muy claro.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, muchas gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Sin comentario Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. De ser así, continuamos por favor Secretaria con el acuerdo y su votación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFET

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6 de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso (b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del anexo 1 de la asignación A-0308-2M-Campo Sihil en los términos del documento presentado. 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 el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.06.03/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0308-2M-Campo Sihil, en los términos del documento presentado.

II.4 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual, notificada por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Luis Enrique López Ruíz, de la Unidad Jurídica.

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

Órgano de Gobierno

Sexta Sesión Ordinaria

9 de mayo de 2023

U. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“UNIDAD JURÍDICA, LIC. LUIS ENRIQUE LÓPEZ RUIZ. - Muchas gracias. Buenos días Comisionado Presidente, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración el tema que acaba de comentar la Secretaría Ejecutiva. Como datos generales de este contrato, el contratista conformado por TotalEnergies y QatarEnergy. El operador es TotalEnergies. Este es un contrato de producción compartida y tiene una vigencia de 30 años. Se encuentra frente a las costas del estado de Campeche. Esta etapa del contrato que actualmente tiene es un periodo adicional de exploración que está vigente hasta el 6 de abril del año 2025.

Como parte de los antecedentes, el 5 de abril de 2023 concluyó el periodo inicial de exploración. Al día siguiente se dio inicio con este primer periodo adicional de exploración. Y derivado de esto, el contratista notificó la intención de devolver una parte del área contractual en términos de la cláusula 7.1, inciso b) del contrato. Esto fue el 10 de abril de 2023 y con ello dio inicio a la etapa de transición final que tiene una duración de 180 días, que son prorrogables hasta 90 días.

El 14 de abril, previo requerimiento de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos, la Dirección General de Seguimiento de Contratos adscrita a la UATAC nos envió la información necesaria para que el día de hoy se ponga a su consideración la resolución del inicio del procedimiento de terminación anticipada.

Como parte del marco contractual, nos ubicamos en la hipótesis de la cláusula 7.1, inciso b) del contrato, el cual nos establece que, si se concedió un periodo adicional de exploración, el contratista deberá devolver el 50% del área contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión. Y esto fue que derivado de que concluyó el periodo inicial de exploración, se actualiza la hipótesis de esta cláusula. Asimismo, la cláusula 19.7 nos establece que la información deberá ser verificada por la Comisión con el apoyo de otras autoridades gubernamentales, tales como la ASEA y la Secretaría de Energía.

Aquí Comisionados tenemos un mapa que nos muestra de manera preliminar previo a que se verifique el kilometraje y las coordenadas del área de devolución por parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, el cual nos muestra cuál sería el área que sería objeto de devolución de este contrato y cuál sería el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

área que se conservaría. Y también hay que considerar que el contratista no cuenta con un Programa de Evaluación o un Plan de Desarrollo aprobado dentro del área contractual.

Y por último, como el proyecto de resolución se pone a su consideración es que se instruya el inicio del procedimiento de terminación anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual del contrato y que se instruya a las unidades administrativas de la Comisión que se tramite el presente procedimiento. Es cuanto Comisionado Presidente, Comisionados, quedamos a sus órdenes para cualquier duda o aclaración. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias licenciado Luis Enrique López Ruiz. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Presidente. La presentación es muy clara. ¿Hay un trámite que se hizo hace algún tiempo? Porque QPI México cambió a nombre de QatarEnergy Exploration and Production. Y después también hubo una cesión de interés de participación de QatarEnergy a favor de Opicoil. ¿Tenemos alguna noción de cuándo vamos a terminar ese trámite y si ese trámite tiene alguna implicación con respecto a este tema?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. LUIS ENRIQUE LÓPEZ RUIZ.- Bueno, actualmente ahorita se encuentra en procedimiento. Se aprobó la cesión de Opicoil, que ingresó a este contratista, el 30 de marzo. Actualmente nos encontramos en la etapa de verificación de los documentos que presentaron para llevar a cabo la suscripción del convenio modificatorio. Entonces una vez que se valide toda la información necesaria y que se suscriba el convenio modificatorio, vamos a hacer constar que Opicoil ya se encuentra dentro del contratista. Previo a eso, aún no lo podemos considerar como una empresa participante. Entonces tendremos que esperar algunos días para poder determinar alguna fecha de suscripción del convenio modificatorio. Actualmente ahorita esto no impacta

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

derivado que esto va a seguir su curso, la etapa de transición final respecto a la devolución del área contractual, pero esperemos que podamos formalizar este convenio modificatorio para hacer constar esa cesión.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Comisionado. Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. ¿El operador presentó alguna justificación técnica o de riesgo geológico por ejemplo del área para solicitar esta, proceder a esta devolución del área contractual?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. LUIS ENRIQUE LÓPEZ RUIZ.- No Comisionado.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- No especifica nada al respecto.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. LUIS ENRIQUE LÓPEZ RUIZ.- No. Lo que pasa es que en la cláusula 7.1 que nos actualiza, es derivado de una obligación que tiene el propio contratista de que como concluyó un periodo inicial de exploración y se le otorgó un periodo adicional, él está obligado por termas contractuales a que devuelva el 50% del área contractual. Esto es en apego a una obligación que él tiene. A comparación de otras renunciaciones que hemos visto que los contratistas ejercen el derecho para poder renunciar a una parte o la totalidad del área contractual, en este caso es una obligación que ellos tienen.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Ok. No implica nada sobre cuestión de riesgo geológico o no rentabilidad.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. LUIS ENRIQUE LÓPEZ RUIZ.- No. Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Siendo así, por favor Secretaria adelante con el acuerdo, su aprobación.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFET

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras CNH-R02-L01-A15.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.06.03/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual, respecto del Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

ACUERDO CNH.06.04/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI, VII XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual, respecto del Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:18 horas del día 9 de mayo de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexta 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

9.