



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA TERCERA SESIÓN ORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:31 horas del día 1 de junio del año 2023, se celebró la Décima Tercera 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 del Secretario Ejecutivo Guillermo Alberto Lastra Ortiz.

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 al Secretario Ejecutivo 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 Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 Campo Zama, primer Programa de Trabajo y primer Presupuesto asociado al mismo.

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large checkmark and the initials 'C.A.'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



- II.2 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek, solicitada por Pemex Exploración y Producción.
- II.3 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador terrestre Ébano-3001DEL., presentada por DS Servicios Petroleros S.A. de C.V.
- II.4 Prórroga del Periodo Inicial de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-PG05/2018.
- II.5 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-AS-B-57/2018.
- II.6 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.
- II.7 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

El Secretario Ejecutivo 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 Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 Campo Zama, primer Programa de Trabajo y primer Presupuesto asociado al mismo.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Víctor Juan López Hernández, 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. VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Gracias, Secretario. Buen día, Comisionados, buen día a todos los presentes. Con su venia, Comisionado. Respecto del objetivo que tenemos para este Plan de Desarrollo, pues es iniciar el desarrollo y la extracción del Campo Zama, el cual es el primer yacimiento unificado que se da entre dos operadores en México. Lo anterior para recuperar una reserva 3P de 675 millones de barriles de aceite y de 262 miles de millones de pies cúbicos de gas.

En relación con el proceso, este inició el 23 de marzo de 2023, presentado por Pemex Exploración y Producción. Es importante destacar aquí que Pemex será el operador de la unidad y por lo tanto fue quien presentó esta solicitud. Como fecha límite, se tiene la de resolución el 13 de julio de 2023. Sin embargo, mediante un esfuerzo que se realizó aquí al interior de la Comisión por parte de todas las áreas involucradas, así como con el operador de la unidad, pues se logra reducir estos tiempos prácticamente en un 50% presentándolo el día de hoy 1° de junio de 2023. Respecto de lo que es el área unificada, podemos ver en el mapa, esta se encuentra ubicada del lado izquierdo en una porción de lo que es el contrato y del lado derecho en otra porción de lo que es la asignación. Entonces a partir de ahí es donde surge esta unificación del yacimiento. Aquí tenemos dos vertientes. En la tabla derecha podemos ver el contrato y tenemos también la asignación. En relación con la participación de cada uno de estos, pues tenemos que el contrato tiene aproximadamente el 49.57% y asimismo la asignación el 50.43%.

Aquí es importante destacar que este contrato es de producción compartida, lo cual indica que el Estado es socio de este contrato y por lo tanto una parte también de lo que sea la participación de

Handwritten marks: a large checkmark, a circled plus sign, and the initials "U.A."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

este contrato pues le corresponderá también al Estado. La ubicación de este campo se encuentra aproximadamente a 60 kilómetros de lo que es la Terminal Marítima Dos Bocas y otro punto relevante también a destacar es la vigencia del contrato, la cual estará hasta el 2045 y esto pues, representa que todas las actividades, así como inversiones y volúmenes que se aprueben por parte de esta Comisión, serán hasta este límite contractual. Como podemos observar, pues la asignación tiene un vencimiento posterior que es al 2049. La formación productora es el Mioceno Superior, que es en donde se encuentra este yacimiento, este Campo Zama, y tiene una profundidad para la extracción de 3,034 metros verticales con un tipo de yacimiento de aceite negro con una densidad API de 24 a 27 grados.

Respecto a lo que son los perfiles de producción y el Programa de Inversiones, tenemos en la esquina superior derecha el perfil de producción de aceite, que como podemos observar entre lo que es el 2023 y 2025 prácticamente se estaría desarrollando toda la infraestructura. Estamos hablando del desarrollo de dos plataformas, así como una batería de separación que está ubicada en tierra denominada Batería de Separación Zama a un costado de lo que es la Terminal Marítima Dos Bocas y el primer aceite se tendría en el 2025. A partir de esto, pues iniciaría todo el desarrollo del campo mediante la perforación de pozos, alcanzando su pico máximo entre el 2029 y el 2030. Este pico máximo, pues está en el orden de los 180,000 barriles por día y posteriormente pues ya iniciaría su declinación hacia lo que es el límite contractual. Dentro de este periodo que es 2023-2045 se lograrán recuperar alrededor de 625 millones de barriles, que representa prácticamente el 92% de lo que es la reserva 3P para el caso del aceite. Y para el caso del gas, de igual manera para el periodo 2029-2030, durante estos años es cuando se alcanzará este pico máximo de producción de 70 millones de pies cúbicos diarios, para posteriormente también tener esta recuperación del volumen entre 2023 y 2045 de 243 miles de millones de pies cúbicos.

Respecto del Programa de Inversiones que podemos observar en la esquina superior derecha, pues tenemos ahí que entre el 2024 y 2025 es cuando prácticamente se desarrollará la mayor inversión, que es cuando iniciará, pues esta construcción de infraestructura. Y el primer pozo iniciará a producir también en este 2025 y posteriormente se irán perforando y terminando otros pozos. El



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

número de pozos total que se planea perforar y terminar es de 46, de los cuales 29 serán pozos productores, que es importante destacar que estos contarán con un sistema de levantamiento artificial del tipo bombeo electrocentrífugo. Y asimismo, 17 pozos inyectores pues servirán para la implementación del método de recuperación secundaria, en donde se inyectará agua al yacimiento, al acuífero activo que está asociado a este yacimiento y pues esto es para poder mantener la presión del yacimiento. Ahora bien, posteriormente lo que es a partir del 2030 en adelante hasta el límite contractual, pues prácticamente toda la inversión será operativa y esto es, pues para mantener la infraestructura, el mantenimiento ya también de los pozos y esto pues es para mantener esta producción.

Del lado izquierdo podemos observar que ya dos puntos focales, que son las dos plataformas y a partir de ahí es de donde surgen estos pozos, donde nacen los pozos de desarrollo y los pozos inyectores. Como podemos observar, los pozos productores pues se encuentran arriba o por encima de lo que es la base, ya que estos estarán enfocados hacia lo que es el drene de las arenas de la estructura, que esta estructura que podemos observar también del lado derecho, pues va de lo que es Sureste-Noreste en este corte y, pues podemos observar también que lo que son los pozos inyectores, que son las líneas que se encuentran en color azul, pues prácticamente son las que irían hacia lo que es el acuífero, que pues es el que va a mantener esta presión del yacimiento.

En relación con lo que es la infraestructura podemos observar ahí lo que había mencionado previamente que tenemos dos plataformas, lo que son las plataformas Zama-A y Zama-B, que es de donde van a salir los pozos. Estas plataformas van a estar interconectadas por un oleogaseoducto. Entonces prácticamente todo lo que es la producción de la plataforma Zama-A va a ser transferida hacia la plataforma Zama-B y en esta plataforma Zama-B pues se va a llevar la separación de los hidrocarburos y de lo que es la parte gaseosa, la fase líquida, y esto va a ser transferido el gas a través de este gasoducto hacia la Batería de Separación Zama que, como vemos, se encuentra a un costado de la Terminal Marítima Dos Bocas y el aceite, así como el agua, pues van a ser enviados hacia esta misma batería.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a checkmark and the initials "C.A."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí en esta batería pues es en donde se va a realizar la medición de transferencia, lo que es a la salida. Como podemos observar, pues en este punto es en donde se va a realizar la medición de los hidrocarburos tanto líquido y gaseoso y, pues prácticamente aquí es en donde se va a dar también esta participación de fluidos entre lo que es el asignatario y el contratista. Posteriormente, ya a la salida de la batería, el aceite será enviado hacia Terminal Marítima Dos Bocas y el gas será enviado hacia lo que es el Centro de Procesos Cactus.

Respecto de lo que es el Programa de Inversión y de Gasto Operativo en este periodo 2023-2045, pues se considera un costo total del proyecto de 9,085 millones de dólares, de los cuales prácticamente el 25% estaría enfocado en lo que es la perforación de pozos y un 22% estaría enfocado en lo que es la construcción de instalaciones, como lo podemos ver en la tabla. Y ahora en la tabla del lado derecho, pues vemos también el monto total de inversión que sería de 4,541 millones de dólares con un gasto operativo de 4,544 millones de dólares. En la parte inferior vemos los indicadores económicos, que como podemos observar el valor presente neto, antes de impuestos, será de 11,467 millones de dólares y después de impuestos de 1,761 millones de dólares, lo que nos representaría pues una relación VPN/VPI después de impuestos de 0.5. Sin embargo, hay que observar también un indicador bastante importante, que es la tasa interna de retorno después de impuestos que es, pues realmente beneficiosa para el Estado, que es del 22%.

En relación con la justificación de esta aprobación, tenemos que este Plan de Desarrollo permitirá obtener una producción máxima anual al 2029 de 180 millones de barriles de aceite y de 70 millones de pies cúbicos de gas. Esto con un factor de recuperación de hidrocarburos del 38% al límite contractual.

En relación también con la solicitud de aprobación del Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a los años 2023 y 2024, tenemos que, pues los primeros estudios que se estarían realizando durante el año 2023 son estos estudios geotécnicos, que prácticamente ya se estarían ejecutando ya para lo que es el proceso del desarrollo del campo. Y lo que es ya al final del año 2023, pues estarían ejecutando también los estudios sísmicos y además el inicio de lo que es el desarrollo de las plataformas,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ductos, baterías de separación, cable eléctrico. Y pues estos prácticamente se extenderían durante todo el 2024 y abarcarían, pues también ya lo que es el siguiente año.

Ahora, en relación con lo que es el presupuesto, observamos también que lo que es el presupuesto 2023 considera un Programa de Inversiones de 45.5 millones de dólares, pero este, pues evidentemente al iniciar la construcción de todo lo que es la infraestructura, plataformas, baterías, etc., pues en el 2024 ya se considera de 1,243, que prácticamente ya representa el 48% de todo lo que es la inversión.

Derivado del análisis presentado y con base en todo este análisis técnico, se propone el dictamen y la opinión técnica en sentido favorable asociados al Campo Zama que está en relación con el área unificada respecto de la asignación y el contrato en comento, mismos que de ser aprobados estarán vigentes a partir de su aprobación y hasta que se concluya su vigencia o se apruebe alguna modificación. Es cuanto Comisionados, gracias por su atención.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, maestro Víctor Juan López Hernández. Antes de cederle la palabra a mis compañeros Comisionados, quiero destacar sobre todo para quienes nos siguen por los medios electrónicos que este no es cualquier proyecto. En el caso del Campo Zama, es uno de los más importantes después de que hace unas semanas analizamos aquí el caso de Ixachi, tanto por la envergadura de la inversión de 9,000 millones de dólares como por las expectativas de producción que se tienen, este es un proyecto muy destacado y muy importante.

Destacar que este campo es prácticamente nuevo. Desde 2017 se inició la perforación y se han venido dando una serie de hallazgos y ajustes que nos llevan hoy a poder analizar este Plan de Desarrollo y el Programa de Trabajo y Primer Presupuesto. Lo mismo que la modalidad de unificado entre dos empresas, una de ellas la empresa del Estado, Petróleos Mexicano. Y, en consecuencia, quiero aclarar que tanto por la unidad de profesionales que laboran en la Unidad de Extracción de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, tanto en reuniones de trabajo con los Comisionados que formamos el Órgano de

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large checkmark and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Gobierno, hemos tenido reuniones en donde se ha analizado con mucha meticulosidad, detalle y análisis profundo de todo lo que corresponde tanto a los aspectos, llamémosle técnicos, de este proyecto, como a sus resultados económicos-financieros y en esta sesión, pues es una sesión corta como las sesiones de todos los demás asuntos que tenemos que tratar. Pero este asunto, insisto, que por su tamaño ha recibido la atención que se merece y le corresponde. En consecuencia, le ruego al Comisionado Héctor externar sus observaciones, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página siete, por favor. Pues a mí nomás me queda apoyar lo que menciona aquí el Comisionado Presidente. Creo que esta es muy buena noticia desde varios puntos de vista. O sea, es un área muy prometedora. O sea, el llegar a una producción de 180,000 barriles pues no es poca cosa. Pero si vemos nosotros los datos financieros, no nada más va a ser muy productivo, sino va a ser muy rentable. O sea, vean los datos VPN/VPI que es 0.5 o la tasa interna de retorno después de impuestos es 22%, que es muy buena. Y además la contribución al Estado Mexicano, que es la diferencia entre VPN, los dos números de arriba, VPN antes de impuestos y después de impuestos. Esto le va a producir 10,000 millones al Estado Mexicano. Entonces es muy buena noticia. Pues ojalá todas estas promesas se cumplan porque creo que es para bien de todos. Muchas gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, gracias Presidente. Creo que es importante platicar un poquito de ciertos conceptos. El primero es la unificación, por qué se requiere una unificación cuando hay dos operadores, en este caso Petróleos Mexicanos y el contrato que detenta un grupo. ¿Por qué tiene que haber una unificación? Porque el flujo de fluidos en el yacimiento no respeta las fronteras del contrato y la asignación. Hay movimiento de fluido en el subsuelo. Y entonces si no hubiera una unificación cada operador trataría de sacar lo más rápido que pudiera los hidrocarburos para de alguna forma pues tomar parte del otro fluido. Por eso es que los contratos de unificación son importantes y se dan mucho en otros países. En México este es nuestro primero. Desde el año 2008 se empezó a plantear en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Secretaría de Energía la necesidad de un lineamiento para la unificación y se pensaba en el Golfo de México Profundo por la posibilidad de que hubiera descubrimientos en el lado mexicano y después en el lado norteamericano.

¿Qué significa entonces el contrato de unificación? Significa que va a ser equitativa la extracción de los hidrocarburos para los que están involucrados. Pueden ser dos, pueden ser tres, los que fueran. Eso legalmente les asegura el que va a haber un reparto equitativo de los beneficios del proyecto y así se está dando en este sentido. Cuando se comenta que el operador es Pemex y que él viene a presentar el plan, no quiere decir que lo hizo Pemex, sino que, en un acuerdo conjunto con el contratista, llegaron a que esto que nos están presentando hoy es la mejor opción y nosotros como Estado pues la analizamos, verificamos y efectivamente observamos que es la mejor propuesta de Plan de Desarrollo para el Estado en este momento. Seguramente va a haber cambios como lo hemos mencionado, los planes son dinámicos.

Pero el énfasis es este, la unificación asegura equidad, asegura maximización de valor para el Estado y ellos allá tienen sus acuerdos de operación conjunta entre los operadores y nosotros lo que vemos es el Plan de Desarrollo. La producción de este campo empezará en el año 2025 y ya vimos que va a alcanzar un pico de producción en 2029 de 180,000 millones de barriles más 70.35 millones de pies cúbicos por día. Pero también por otro lado, aunque esta producción es muy importante, hay que también recordar que el contrato le está plateando una contraprestación al Estado del 68.99%. O sea, 69% de todos los beneficios quedan para el Estado. O sea, el Estado recibe tanto por el contratista como por parte de Pemex.

Entonces bueno, la otra cuestión aquí en esta lámina, aprovechándola. Ustedes vean la tasa interna de retorno antes de impuestos es 56, es una cantidad muy importante y después de impuestos sigue siendo importante, pero esa diferencia es del Estado. Y eso es importante porque cuando nosotros vemos proyectos, aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, pues vemos la participación del Estado y es pues un proyecto muy importante. Seguramente tendrá áreas de mejora más adelante cuando se conozca más el yacimiento, pero es muy, muy

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



adecuado para el Estado. Muchas gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Muy oportuna opinión y yo me atrevo, aprovechando lo que ha expresado el Comisionado Néstor Martínez, decirle que, en primer lugar, además de equidad, transparencia, etc., conveniencia económica-técnica, la unificación brinda claridad y certeza en todo su aspecto técnica, jurídica y económica del proyecto. Y cuando se dice que el porcentaje que él mencionó para el Estado, estamos diciendo porcentaje para la nación. Esto es un hallazgo, este va a ser un proyecto muy importante para el futuro económico de nuestro país. Por favor, adelante, Comisionado Salvador Ortuño.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Presidente. Bueno, pues yo me congratulo igualmente por este contrato de unificación. Enhorabuena por ello y considero que habrá buenos frutos. La gestión del yacimiento de 2025 hasta su término esperamos que sea muy buena y que, de esos, de esa reserva 3P de más de 600 millones de barriles en cuanto al hidrocarburo líquido, pues se materialice en una buena recuperación de la reserva 1P. ¿Verdad? Y bueno, y que la gestión técnica, es decir el aspecto del agua presente en el campo, así como la explotación del campo, el aspecto financiero, lleguen todos estos aspectos a buen término y que tengamos al final pues un excelente éxito para todos, para el Estado en este campo. ¡Enhorabuena! Gracias, Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Siendo que hemos revisado pormenores de este asunto que, como mencioné hace un momento, conocemos a profundidad previamente, pues ruego en consecuencia al Secretario Ejecutivo leer el acuerdo y someterlo a votación del Órgano de Gobierno.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Gracias. En este caso daré lectura a tres acuerdos. El primer acuerdo del Plan de Desarrollo para la Extracción. 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, fracciones III, 31, fracciones VIII y XII y 44,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción II 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 el Plan de Desarrollo para la Extracción del área unificada entre la asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015. 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.13.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

ACUERDO CNH.13.01/2023

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, 31, fracciones VIII y XII, y 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

“SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Segundo acuerdo asociado al Primer Programa de Trabajo. 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 7, fracción II, 31, fracción VI, X y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Desarrollo para las Extracción del área unificada entre la asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015. 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.13.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

ACUERDO CNH.13.02/2023

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 7, fracción II, 31, fracciones VI, X y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

"SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Tercer acuerdo asociado al Primer Presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Primer Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Desarrollo para las Extracción del área unificada entre la asignación AE-0152-M-Uchukil y el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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.13.03/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

ACUERDO CNH.13.03/2023

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 7, fracción II, 31, fracciones VI, X y XII, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Unificada entre la Asignación AE-0152-M-Uchukil y el Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

II.2 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek, solicitada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la maestra Lourdes Jamit Senties, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

Órgano de Gobierno

Décima Tercera Sesión Ordinaria

1 de junio de 2023

Handwritten signature and initials in blue ink, including a checkmark and the initials "O.B."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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, MTRA. LOURDES JAMIT SENTIES. - Buenos días. Esta modificación se basa en la actualización de los pronósticos de producción del Campo Cheek derivado de un mejor comportamiento del yacimiento. El Campo Cheek se ubica en las aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Tabasco y produce un aceite de 35° API de la brecha del Cretácico Superior. Actualmente produce 18,000 barriles al día y 13.9 miles de millones de pies cúbicos diarios.

En materia de las etapas de desarrollo del campo podemos observar que a pesar de que el operador tenía previsto comenzar la producción en noviembre del 2019 cuando se aprobó el Plan de Desarrollo, este campo empezó a producir en julio del 2020, alcanzando un pico de producción de 20,000 barriles al día y 15.8 miles de millones de pies cúbicos diarios a través de cuatro pozos. A partir de este pico, el operador ha procurado el mantenimiento de la producción implementando el bombeo neumático en tres de los cuatro pozos productores.

Este pozo ha tenido una mejor recuperación de lo esperado derivado de que tiene un 180% mayor del volumen recuperado si tomamos del 2019 al 2023. Podemos observar que en materia de aceite tenemos 7 millones de barriles más y en gas 5 miles de millones de pies cúbicos más de lo esperado. Es decir que, a marzo del 2023 el campo obtuvo lo pronosticado en toda la vigencia del Plan de Desarrollo actual. En materia de lo pronosticado podemos observar que incluso hay una variación al alza, teniendo 14 millones de barriles y 11.35 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Aquí es muy importante destacar que en materia de la inversión, a pesar de tener esta recuperación mayor, se han erogado solamente un millón de dólares de diferencia en materia de lo real y el operador solicita aproximadamente 30 millones de dólares más para poder recuperar la totalidad de las reservas de este campo a través de seis reparaciones menores que constan de limpiezas, aparejos, cambios de aparejo e incluso el control de agua derivado de que el operador está pronosticando que para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

agosto de 2024 el pozo Cheek-45 tenga un influjo de agua de aproximadamente 60%. Esto denota que el operador está realizando actividades dentro de su estrategia para poder continuar con un mantenimiento de la producción conforme a su pronóstico.

En materia de las inversiones podemos observar que la mayoría se encuentra en el rubro general. Esto es derivado de las tarifas de logística, la mano de obra, los cursos de capacitación, incluso apoyos de la comunidad y el mantenimiento de las instalaciones en general. Posteriormente, podemos observar que el desmantelamiento de instalaciones ocupa el segundo rubro más importante en las inversiones, ya que en 2031 el operador estaría abandonando cuatro pozos, dos ductos y la estructura ligera marina. En materia de los indicadores económicos podemos observar que el VPN después de impuestos es de 400 millones de dólares. Esto quiere decir que por cada dólar que estamos invirtiendo tenemos una ganancia de 7 dólares. La tasa interna de retorno de este proyecto es de 32%.

Derivado de lo anterior, esta modificación daría continuidad al Campo Cheek como lo mencioné extrayendo la totalidad de las reservas del campo y alcanzando un factor final de recuperación para el aceite de 39.8% y de 41.7% para el gas. Es por esto, Comisionados, que les proponemos aprobar en sentido favorable el dictamen técnico respecto al Plan de Desarrollo de este campo, mismo que estará vigente hasta que concluya la vigencia y se apruebe una modificación. Es todo en cuanto, Comisionados, quedamos atentos a sus preguntas y comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, maestra Lourdes Jamit Senties. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues es otra magnífica noticia. Es un plan que se modifica en sentido positivo y con los indicadores como bien lo señaló aquí la maestra enormemente positivos. Sin embargo, a mí me queda una pregunta que es la parte de inversión. De acuerdo a la página 6, déjenme ver, la inversión iba a ser 89 millones de dólares. Y si nos regresamos a la página anterior, el número de reparaciones menores disminuye con respecto al anterior de ocho a seis.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a checkmark and a circled plus sign.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Entonces, la pregunta es por qué aumenta de 60 a 89, cuando disminuye las reparaciones menores que según vemos ahí es el único gasto, puesto que no hay pozos, ni hay reparaciones mayores, ni hay ductos. Entonces, si vemos ese dato de que disminuye dos y vemos la parte de inversiones arriba, teníamos 60 y ahora se subieron a 89.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LOURDES JAMIT SENTIES.- Es derivado a la complejidad de las reparaciones menores, ya que varias estarán enfocadas en el control de agua que le comento. Entonces lo que el operador está haciendo es optimizando. En lugar de utilizar dos más, sino que enfocándolas en los pozos que realmente requieran para evitar el influjo de agua que le comentaba.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Eso es en cuanto a las reparaciones y también aumenta el gasto, bueno, la inversión porque Pemex tiene un componente que le llama la inversión operacional que utiliza para el mantenimiento. Y como podemos ver, pues este plan respecto al anterior tiene otros dos años de vigencia. Entonces, tiene que cubrir el mantenimiento con esa inversión operacional de esos dos años adicionales. Por eso también sube.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Algo significativo también doctor es la perspectiva que se tenía de explotación, que era prácticamente este perfil de producción ya baja con respecto a este perfil de volúmenes. Al tener un mayor volumen circulando en toda la infraestructura de producción, los gastos de operación y mantenimiento para soportar esos volúmenes. Son elementos.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Por favor, adelante, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Presidente. Pues sí efectivamente se nota la gran diferencia entre el plan anterior y el propuesto. Es mucho mejor el propuesto en cuestión de volúmenes y de rentabilidad. Cuando se dio en el Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. En consecuencia, encargo al Secretario Ejecutivo, favor de leer el acuerdo o los acuerdos y someterlos a aprobación.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Claro que sí, con gusto, acuerdo. 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 AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek. 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.13.04/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek.

ACUERDO CNH.13.04/2023

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; 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 del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.3 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador terrestre Ébano-3001DEL., presentada por DS Servicios Petroleros S.A. de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, el Secretario Ejecutivo 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.- Con su venia, Comisionado Presidente, Comisionados. Pues en esta ocasión, como ya se mencionó, traemos para su consentimiento lo que es la solicitud de autorización del pozo Ébano-3001DEL. Este pozo surge de un Programa de Evaluación del pozo descubridor, que es el pozo Ébano-3000EXP. El proceso de autorización de esta solicitud comienza el día 10 de abril de 2023 con el ingreso de esta solicitud y, pues al día de hoy traemos para su consideración esta solicitud de autorización.

El pozo se clasifica como 106 pozo delimitador, que va a ser perforado con una trayectoria direccional tipo “J” a una profundidad aproximada de 1,460 metros desarrollados, 745 metros verticales y para lo que se programa perforación, terminación y retiro de equipos son 125 días con un equipo terrestre de 500 caballos, el DTM/638. Aquí en el mapa podemos observar la localización del pozo. Si le puedan dar un clic a la presentación, se va a ver un zoom donde va a aparecer el pozo. Este es el pozo que traemos el día de hoy para su consideración, sería el pozo 3001 y el pozo exploratorio es este que se encuentra aquí, el pozo Ébano-3000 que fue descubridor de hidrocarburos en la formación Tamaulipas Superior en la edad Cretácico. El principal pozo de correlación para el diseño de este pozo es el pozo descubridor, que es el pozo Ébano-3000EXP.

En la siguiente diapositiva podemos observar lo que es una sección sísmica con el pozo delimitador, el pozo 3001. También se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

observa el pozo exploratorio, el pozo Ébano-3000 y pues su principal objetivo es el Cretácico Medio en la formación Tamaulipas Superior. Se espera un recurso contingente de 41.13 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el aceite es pesado que va del orden de 12° a 14° API.

En la siguiente diapositiva podemos ver el diseño del pozo. Del lado izquierdo, la columna geológica que atravesaría. En la parte central, las geopresiones que consta de la curva de presión de poro, la curva de densidades programadas, esta curva azul que es la curva de fractura y de sobrecarga. Y como estado mecánico, se tienen son dos tuberías de revestimiento. Un conductor a 60 metros, una tubería intermedia a 303 metros y de ahí perforar de manera direccional hasta aproximadamente 745 metros verticales, 1,460 metros desarrollados con barrena de 6 1/8". Este pozo es, pues de alto ángulo. Su trayectoria es direccional tipo "J" y el desplazamiento del mismo es de 975 metros.

En lo que respecta al diseño, pues este cumple con los requerimientos, en este caso las tuberías de revestimiento. El operador considera que no se necesitan escenarios de contingencia dado la evaluación de los pozos de correlación y el principal de ellos pues el pozo Ébano-3000, el descubridor. Para la perforación de esta última etapa, el operador considera la utilización de un sistema bajo balance o sistema MPD de presiones controladas para evitar el daño al yacimiento y pues obtener mejores productividades del mismo. Igual en la parte de la terminación considera, de ser requerido, la utilización de un sistema artificial de producción, que sería un bombeo de cavidades progresivas para el levantamiento del fluido que es un hidrocarburo pesado.

Por todo lo anteriormente mencionado, como conclusiones tenemos que este pozo se encuentra alineado al Programa de Evaluación. Este fue autorizado el 29 de noviembre de 2022. El operador demostró el diseño del pozo y este le permitirá alcanzar los objetivos y preservar la integridad del mismo. Utilizará tecnología adecuada. Y, por lo tanto, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración propone resolver en sentido favorable esta solicitud. Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, maestro Héctor Silva González. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues se ve que es un pozo somero y de bajo costo realmente. Cuando vemos los costos que presentaron, pues es bastante bajo. Yo lo única pregunta que tendría es y qué indica esto con respecto a digamos el área más grande. ¿Esto es parte de Burgos todavía?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, no, esto está al norte de la cuenca Tampico Misantla. Entonces básicamente lo que está buscando es un yacimiento más profundo respecto de lo que produce el Campo Ébano, si se quiere mirar el lado estratégico. Entonces lo que van a hacer es estar en el Programa de Desarrollo es con este pozo y con la perforación de otro van a tratar, en lo máximo posible tratar de evaluar el descubrimiento de ese Ébano-3000 en dos sectores del área de evaluación que se les asignó.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, Comisionado Presidente. Pues simplemente desearles éxito, que este pozo que busca evaluar la dimensión del yacimiento pues sea muy exitoso. Llama la atención que tiene un buen tramo de pozo descubierto, está en agujero descubierto. Ese es el término adecuado, agujero descubierto. Seguro que esto es basado en la primera perforación del otro pozo, ¿verdad?, que sí resultó ser muy competente la roca y no hay necesidad de poner una tubería de revestimiento.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí. Y adicional, pues tampoco se requirió en el modelo geomecánico el cálculo de la curva de colapso, porque el agujero es competente. Entonces va a terminar en agujero descubierto y la terminación va a ser, en este caso de ser requerido, el bombeo de cavidades progresivas y las unidades superiores se consideran unidades sello que no van a aportar

M
OAK-
C.S.M.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fluidos durante las pruebas de producción derivado de la perforación del primer pozo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por supuesto, pues baja los costos, ¿verdad? Cuando es en agujero descubierto. Muchas gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Adelante, por favor, Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. Solamente comentar que, bueno, es una provincia histórica. El primer pozo ahí en Tampico Misantla, pues data de principio del siglo pasado, es muy importante. Y en cuanto al objeto o al objetivo geológico, es el Cretácico de la formación Tamaulipas Superior. En la lámina 7 donde apuntan Cretácico, el Cretácico es un sustantivo que hace alusión a una representación roca tiempo cronoestratigráfico o también al aspecto geocronológico, es importante, y la formación como unidad litoestratigráfica justamente es Tamaulipas Superior. Bueno, es importante. También presentan la trampa de aspecto estratigráfico, bien por todo ello. Es todo el comentario, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Por favor, Secretario, adelante con el acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Claro que sí, acuerdo. 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 DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Ébano-3001DEL. 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



RESOLUCIÓN CNH.13.05/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a DS Servicios Petroleros S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Ébano-3001DEL.

ACUERDO CNH.13.05/2023

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 DS Servicios Petroleros S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Ébano-3001DEL.

II.4 Prórroga del Periodo Inicial de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-PG05/2018.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Norberto Launizar Martínez, de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

“UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, INC. NORBERTO LAUNIZAR MARTÍNEZ.- Muchas gracias, Comisionado Presidente, Comisionados, buenos días. Como lo decía el maestro Guillermo, tenemos a su consideración esta solicitud de prórroga del periodo inicial de exploración del operador Pemex.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Como parte ya de los antecedentes del contrato, podemos observar que es un contrato que tiene una fecha efectiva de la firma del contrato el 7 de mayo de 2018 y una vigencia de 35 años. Este se encuentra frente a la costa de Tamaulipas y, como pueden observar en la imagen derecha, el área contractual en color rojo está dividida en dos bloques. El bloque A que está en la porción norte, donde justamente también se encuentra el pozo Tlaki-1, ese lo vamos a mencionar más adelante. Y en la porción sur nos encontramos el bloque B, igualmente del área contractual en cuestión. Podemos observar también en la porción poniente diversos contratos de licencia como los que podemos ver que varios son propiedad de Shell y también tenemos diversas asignaciones hacia la porción norte. De igual manera, también tenemos contrato de China Offshore y más al Norte también otro contrato de Shell.

Este contrato en particular, nada más para hacer una mención, es un contrato de licencia, en el cual el único operador en este sentido es Pemex y de este modo pues está operándolo de manera independiente. Como parte de los antecedentes que traemos en esta solicitud, pueden observar que la fecha efectiva del periodo inicial de exploración inicia posterior a la notificación de la aprobación del Plan de Exploración y esto es el 7 de junio de 2019. El contrato establece que este periodo tiene una duración de cuatro años y por tal motivo la fecha de finalización es el 7 de junio de 2023. Durante este periodo el operador ingresó su solicitud de prórroga el 31 de marzo de 2023, misma que también está acompañada con un alcance y es por ello que el día de hoy traemos a su consideración esta solicitud.

Ahora bien, como parte de la evaluación de los requisitos como establece la cláusula 4.2 y de manera textual en ese sentido el contratista podrá solicitar dicha prórroga a fin de concluir las actividades en proceso. Esto contempladas en el plan vigente y que por razones no imputables al contratista sean de imposible conclusión dentro del periodo de referencia. En ese orden de ideas, tenemos que, para la evaluación en el primer aspecto, la temporalidad, la solicitud ingresa 68 días previos al fin del periodo inicial de exploración. Por contrato se establece que son 60 días previos a esta finalización. Por lo tanto, pues este requisito se da por cumplido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por otro lado, referente a las actividades en proceso, en la solicitud el contratista hace referencia a dos actividades que son el estudio de interpretación sísmica y el estudio de evaluación de recursos prospectivos en el bloque A. En ese sentido, las causas no imputables que también argumenta el operador en ese sentido se identifican tres en el orden. Número uno, tenemos la política energética nacional a través del Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía. Asimismo, también hace referencia al Plan de Negocios que establece Petróleos Mexicanos durante el periodo 2019 a 2023. Y la naturaleza jurídica del contratista.

Aquí también igual hacer mención que dentro de las tres manifestaciones que el operador hace referencia, y de la revisión de todo el soporte documental que trae esta solicitud, es importante destacar que a través del punto número uno se hace la directriz acerca de la cartera de proyectos que está establecido a nivel nacional. En ese sentido, traemos que el enfoque prioritario actualmente está en los campos de mayor valor que están asociados a las aguas someras y a los campos terrestres. Esto de algún modo también hace énfasis a que pues los proyectos de aguas profundas, pues ya no están de algún modo prioritarios como parte de este plan estratégico. Es motivo por el cual el contratista hace eso como causa no imputable. Y finalmente el plazo solicitado por el contratista derivado de lo que acabamos de mencionar, solicita un plazo de 1,095 días.

En la siguiente diapositiva tenemos como parte del análisis que realizó esta unidad administrativa, que conforme a la información que manifiesta, aunado con la documentación que tenemos disponible y que obra también en esta Comisión, podemos advertir que dicha información sí advierte que son causas no atribuibles a responsabilidad del contratista. De este modo, se concluye que jurídicamente resulta viable concluir que estas causas sí son no imputables, se pueden considerar como no imputables. Por otro lado, referente a la procedencia técnica, en consonancia con todo el tema jurídico, tenemos que dentro de las actividades que menciona el operador asociado al periodo de prórroga, sí guardan congruencia con el Plan de Exploración vigente. De este modo, también alcanzarían los objetivos y los alcances establecidos. Por otra parte, respecto al plazo propuesto, de acuerdo con lo manifestado por el contratista, de igual manera

Handwritten marks: a checkmark, a circle with a plus sign, and the initials "C. H."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se mantiene la consistencia conforme a lo que el Plan de Exploración vigente, de tal manera que lo único que está ocurriendo en este sentido es que dichas actividades y tiempos programados solamente están siendo recalendarizados. De este modo, pues ninguna actividad... solamente trae un desfase de tiempo.

Como parte de la evaluación complementaria al análisis de la cláusula 4.2, tenemos también que el operador ingresa en su solicitud lo que es el cronograma de actividades. Al respecto, podemos mencionar que dicho cronograma también se encuentra actualizado y de esta manera se considera acorde para alcanzar los objetivos del Plan de Exploración vigente. Y por último mencionar con base en lo establecido en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, de manera enunciativa podemos referirnos que en la fracción 1, 3, 4 y 6 pues esta solicitud sí cumple con lo establecido con lo que menciona la LORCME.

Igualmente es importante destacar, parte del escenario que se evaluó justamente en esta solicitud, es que de algún modo los principios que están establecidos y fueron propiamente los que esta Comisión lo tuvo en consideración, es precisamente para darle continuidad y que el operador de algún modo pueda concluir con dichas actividades que están todavía en proceso. De este modo, pues también tendríamos por cumplido este requisito.

Finalmente, como parte de las conclusiones ya de esta solicitud, tenemos que con base en el análisis de toda la información que el contratista ingresó, pues se concluye que cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 4.2 y del artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores. De este modo, la propuesta que traemos al Órgano de Gobierno para su consideración es la aprobación de la prórroga del periodo inicial de exploración asociado al contrato por un periodo de 1,095 días contados a partir de la conclusión del periodo inicial de exploración vigente. Y esto trae como consecuencia que las obligaciones adicionales del contratista pues está la presentación de la garantía de cumplimiento posterior dentro de los siguientes 20 días hábiles a la notificación del presente. Lo anterior, conforme a lo que establece la cláusula 17.1 del contrato, así como cumplir las demás obligaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asociadas al contrato. Bueno, es todo lo que traemos, Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, ingeniero Norberto Launizar Martínez. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la número 4, por favor. Cuando vemos las causas no imputables, ellos ponen tres. Con una de ellas que se cumpla es suficiente, ok, porque el comentario que tú hiciste fue con respecto al uno. Entonces al cumplirse el uno, dos y tres ya no tienen necesidad, vamos a llamarlo de esa manera. Muchas gracias.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, ING. NORBERTO LAUNIZAR MARTÍNEZ.- Sí, porque principalmente, perdón, la principal afectación a las actividades en proceso son las que están asociadas al contrato en sí de aguas profundas.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Correcto, ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Por favor, adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Comisionado.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Igualmente Presidente, sin comentarios. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Entonces adelante, por favor Secretario con la votación del acuerdo correspondiente.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Gracias, acuerdo. 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, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones XI del Reglamento

✓
①
(7) B



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la prórroga del periodo inicial de exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-PG05/2018. 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.13.06/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Prórroga del Periodo Inicial de Exploración, presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-PG05/2018.

ACUERDO CNH.13.06/2023

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; 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Prórroga del Periodo Inicial de Exploración, presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-PG05/2018.

A continuación, el Secretario Ejecutivo informó que los siguientes dos asuntos **II.5 y II.6** del orden del día serían expuestos de manera conjunta en una sola presentación.

II.5 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-AS-B-57/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.6 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

Para el desahogo de estos asuntos, cuyas ponencias corresponden a los Comisionados Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, respectivamente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la maestra Valeria Bautista Bautista, Directora General Jurídica de Asignaciones y Contratos.

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

“UNIDAD JURÍDICA, MTRA. VALERIA BAUTISTA BAUTISTA.- Gracias, Secretario Ejecutivo. Con su venia Comisionados. El día de hoy someto a su consideración la conclusión del procedimiento de terminación anticipada respecto de los contratos CNH-R03-L01-AS-B-57/2018 y el bloque 60 del mismo año. Ambos el contratista es Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V. La fecha efectiva de los contratos es el 27 de junio de 2018 con una vigencia de 30 años. Es un contrato bajo la modalidad de producción compartida. Las áreas contractuales en aguas someras del Golfo de México AS-B-57 y 60 se encuentran en la provincia petrolera de Burgos frente a las costas de Tamaulipas. Ambas áreas contractuales tienen 391 kilómetros cuadrados y se encuentran en una fase de exploración.

Los antecedentes del presente procedimiento inician el 19 de agosto de 2021, en la que el contratista mediante escrito a la Comisión notifica la renuncia irrevocable a la totalidad del área contractual, manifestando para ambos contratos lo siguiente. A partir de la evaluación técnica realizada de la información sísmica 3D reprocesada se identificaron riesgos geológicos significativos, lo que conllevó a una reducción en las posibilidades de éxito de los prospectos Mioceno, Oligoceno, así como en los leads del Mesozoico. Así, el 31 de agosto de 2021 la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos remitió a través de la Dirección General de Seguimiento de Contratos a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos la notificación de la

(Handwritten signatures and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

renuncia irrevocable por parte del contratista. En dicho escrito del 19 de agosto el contratista señaló como fecha efectiva el 19 de noviembre de 2021, que en términos contractuales sería esta la fecha de la conclusión del periodo inicial de exploración.

El 14 de julio, el Órgano de Gobierno determinó el inicio del procedimiento de terminación anticipada para ambos contratos y en esa misma fecha el Órgano de Gobierno determinó la imposición de una pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. El 2 de mayo de 2023 la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos remitió a la Unidad Jurídica el informe de conclusión respecto a este procedimiento de terminación anticipada. Es por tanto que el día de hoy sometemos a su consideración la propuesta de resolución para la conclusión del procedimiento de terminación anticipada, dejando a salvo todavía el pronunciamiento de la Secretaría de Economía respecto al cumplimiento de contenido nacional y capacitación y transferencia de tecnología, que cuando recibamos ese pronunciamiento será la conclusión del contrato. Y posteriormente se llevará a cabo el Acta de Entrega-Recepción del contratista a la Comisión y de la Comisión a la Secretaría de Energía para las entregas de las áreas contractuales y la suscripción del finiquito correspondiente.

Bueno, el procedimiento de terminación anticipada. Este procedimiento, la transición final se encuentra establecida en la cláusula 19.7 del contrato, y lo que establece es que la Comisión verificará el cumplimiento de las obligaciones por parte del contratista. En primer lugar, se encuentra la actualización de inventario de activos. El inventario de activos del contrato no presenta infraestructura y el contratista manifestó que no hay ninguna, realizó una manifestación ante la Dirección General de Seguimiento de Contratos respecto a que no se había bonificado el inventario de activos, por lo que se da por cumplida esta obligación.

La identificación de pozos y materiales y sus condiciones de operación. No se realizó infraestructura por parte del contratista, por tanto, se tiene como atendida o como que no aplica esta obligación. La producción e infraestructura asociada a la producción. Como lo señalé anteriormente, los contratos se encuentran en una fase exploratoria. Por eso es que no aplica



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tampoco este punto respecto a la producción. El informe sobre el estado de yacimientos. No existe información técnica referente a yacimientos presentes en las áreas contractuales. Por lo cual, también se tiene como que no aplica digamos esta obligación. Igualmente, no aplica el punto número 5 respecto al abandono de pozos y materiales que serán transferidos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por lo que respecta a la actualización de la línea base social, la Secretaría de Energía manifestó que toda vez que el contratista no realizó actividades físicas, pues se tenía como por cumplida la obligación de impacto social y ocupación superficial. Por su lado, en tanto lo que se refiere a la actualización de la línea base ambiental, la ASEA manifestó que no tiene registros dicha autoridad de que el contratista haya realizado actividades físicas. Por tanto, no se requiere la obligación de la actualización de la línea base ambiental. En su caso, el acompañamiento, la UATAC determinó que no era necesario el acompañamiento de un tercero para la entrega del área contractual. En el siguiente punto, lo que se relaciona a seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente y seguros, la ASEA determinó que se tiene por cumplida dicha obligación por parte del contratista. Por lo que respecta a la situación fiscal, el contratista presentó para ambos contratos su constancia de situación fiscal de cumplimiento emitida por el Servicio de Administración Tributaria.

En el punto siguiente número 10, el pago de contraprestaciones. El Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinaron que el contratista ha cumplido con el pago de todas las contraprestaciones, incluso tiene un pequeño saldo a favor. En tema de contenido nacional, esta obligación está pendiente de verificarse por parte de la Secretaría de Economía toda vez que no ha emitido pronunciamiento. Y por lo que respecta al pago de derechos y aprovechamientos por la administración y supervisión del contrato, la Dirección General de Finanzas, Administración y Servicios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos determinó que el contratista se encontraba al corriente en el pago de los aprovechamientos correspondientes. Y también la ASEA hizo su pronunciamiento por lo que respecta al ámbito de su competencia, determinando que no existen aprovechamientos por cumplir en ese sentido.

Handwritten marks: a checkmark, a circled plus sign, and the initials "C.A."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Y, por último, el pago de la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, como se mencionó en los antecedentes, el 14 de julio de 2022 la Comisión determinó la imposición de una pena y fue pagada por el contratista dentro del plazo señalado por la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, que fue en agosto de 2022.

Por lo antes expuesto, se somete a su consideración, Comisionados, instruir la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto de los contratos CNH-R03-L01-AS-B-57/2018 y CNH-R03-L01-AS-B-60/2018. Asimismo, instruir a la Unidad Jurídica el seguimiento de la información que debe proporcionar la Secretaría de Economía respecto de las obligaciones de contenido nacional, así como de capacitación y transferencia de tecnología del contratista a fin de determinar la terminación de los contratos, la fecha de terminación de los contratos. Y, por último, instruir a las unidades administrativas de la Comisión realizar la entrega de las áreas contractuales y la suscripción del Finiquito correspondiente. Es cuanto, Comisionados, quedo atenta a cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, maestra Valeria Bautista Bautista. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quedó muy claro. Seguimos otra vez pendiente a la parte de Economía. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, así es, gracias. Néstor, por favor.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Adelante, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Bueno, ahí una de las causas que se mencionan es el riesgo geológico, que parecen no encontrar en el Cenozoico y Mesozoico. Sin embargo, este dato puntual pues no invalida de ninguna manera la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

viabilidad prospectiva en esta región de la cuenca de Burgos. Yo creo que siempre es parte del riesgo geológico de lo que significa la exploración y va para futuro seguramente nuevos planes y nuevas oportunidades. Es todo, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, Comisionados. Por favor, adelante, Secretario con el acuerdo correspondiente.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- En este caso daré lectura a dos acuerdos. El primer acuerdo en relación al contrato terminación B-57/2018. Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII 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 determina la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras CNH-R03-L01-AS-B-57/2018. 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.13.07/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R03-L01-AS-B-57/2018.

Handwritten marks: a vertical line on the left, a large arrow pointing down on the right, and initials "C.A." at the bottom right.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.13.07/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, XXIV y XXVII 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, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R03-L01-AS-B-57/2018.

“SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Segundo acuerdo del contrato terminación B-60/2018. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras CNH-R03-L01-AS-B-60/2018. 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.13.08/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

ACUERDO CNH.13.08/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, XXIV y XXVII 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, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

II.7 Conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al licenciado Luis Enrique López Ruiz de la Unidad Jurídica.

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

"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 referirnos el Secretario Ejecutivo.

Como datos generales de este contrato, el contratista es Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. La fecha efectiva de este es el 8 de diciembre de 2017. Tiene una vigencia de 30 años y es una modalidad de licencia. Ahorita actualmente el contrato se encuentra en una etapa del periodo adicional de exploración y

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a checkmark and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también cuenta con un periodo de evaluación. El área contractual está ubicada en el estado de Tamaulipas.

Como parte de los antecedentes, el 10 de agosto de 2022, el contratista, en términos de la obligación que tiene en la cláusula 7.1, inciso b) del contrato, notificó a la Comisión la intención de devolver una parte del área contractual. El 13 de diciembre de 2022 por este Órgano de Gobierno se aprobó la resolución de inicio del presente procedimiento. El 12 de mayo de 2023, previas gestiones con la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos y la Unidad Jurídica, se requirió el apoyo de diversas unidades administrativas de la Comisión, así como de autoridades gubernamentales para poder concluir el presente procedimiento. Es por eso que el día de hoy se pone a su consideración la resolución de conclusión del procedimiento de terminación anticipada.

De ser aprobada esta resolución, como siguientes acciones tendríamos el Convenio Modificatorio para hacer constar esta devolución del área contractual y que se haga entrega del área contractual por parte del contratista a la Comisión y esta a su vez a la Secretaría de Energía.

Respecto al cumplimiento de las obligaciones contractuales, se verificó la actualización del inventario de activos y la identificación de los pozos y materiales y sus condiciones de operación en el área contractual objeto de la devolución. En este caso de la verificación, solamente se advirtieron que se encontraban dos pozos que fueron declarados no útiles durante la etapa de transición de arranque por parte del contratista. Respecto a los puntos 3 y 4, derivado que no se encontraron yacimientos presentes en el área objeto de devolución y así como producción e infraestructura asociada a ella, no resultarían aplicables estos requisitos. Ahora bien, por parte del abandono de los pozos y materiales, no resultaría aplicable este requisito tampoco derivado a que no se perforaron pozos en el área contractual. Únicamente los que se declararon no útiles son los que están presentes.

Respecto a los puntos 6 y 7, se solicitó el apoyo tanto de la Secretaría de Energía como de la ASEA para que nos apoyaran a verificar la actualización de la línea base ambiental y la línea base social, las cuales se tienen por cumplidas. Y en su caso para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acompañamiento al contratista, la UATAC, derivado que no se realizaron actividades petroleras en el área contractual, manifestó que no era necesario este acompañamiento.

Respecto a la verificación de otras obligaciones, con el apoyo del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos se validaron el kilometraje y coordenadas correspondientes para que esto fuera acorde a la cláusula 7.1, inciso b) del contrato que nos establece que se deberá devolver el 50% del área contractual que no esté contemplada en un Plan de Desarrollo o en un Programa de Evaluación aprobado por esta Comisión. En la siguiente lámina daré más detalles y podemos usar un mapa en el cual vamos a delimitar cuáles serían las áreas de devolución. Y, por último, no afectación a las actividades petroleras derivado que todas continuarán en el área objeto que se conserva y por ende no habría una afectación como tal.

En esta imagen podemos observar el área contractual, en el cual se delimita en color rojo cuál sería el área objeto de devolución, atendiendo a la cláusula 7.1, inciso b), el cual ya están validadas las coordenadas y el kilometraje por parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y esta área tendría que devolverse al Estado. Y en la parte de identificación con color azul, sería el área que continuaría objeto de este contrato, el cual deberá suscribirse un Convenio Modificatorio para establecer en anexo 1 cuál sería la delimitación de la nueva área contractual y las coordenadas correspondientes.

Por lo expuesto, se somete a su consideración Comisionados que se instruya la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual, en términos de la cláusula 7.1, inciso b) del contrato, y que se instruya a las unidades administrativas llevar a cabo las gestiones necesarias para que se entregue el área contractual por parte del contratista y que se lleve a cabo la suscripción del Convenio Modificatorio para hacer constar esta devolución y la nueva delimitación del área contractual. Es cuanto, Comisionado Presidente, Comisionados, quedamos a sus órdenes para cualquier duda o aclaración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, este es un caso totalmente diferente del anterior. En este caso la empresa ha tenido ya buenos resultados y ya tiene un Plan de Evaluación. Entonces, creo que es una de las tareas que nos quedan pendientes. Yo honestamente no veo el caso de devolución del área, porque es un área que ya demostró que tiene potencial y la empresa ya está ahí, ya tiene instalaciones, ya tiene todo y quizá valdría la pena cuestionar esto, pero así está la ley y se tiene que cumplir la ley. Pero sí valdría la pena ver como uno de los posibles mejoramientos de que pueda ser, cuál será la palabra, una voluntad de la empresa conservarlo o no conservarlo, dependiendo de las investigaciones que haya hecho. Pero en este caso, pues no me queda claro para qué la está devolviendo si nadie la va a explorar, nadie la va a seguir procesando o explorando, etc., etc. Entonces, bueno, todo está muy correcto, está muy padre la explicación. Así tiene que ser porque así está el contrato, así está la ley y así lo tenemos que cumplir. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Por favor, Comisionado Néstor.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Igualmente, sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Siendo así, Secretario, por favor, someta a votación el acuerdo correspondiente.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Claro que sí, con gusto. Acuerdo. Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII 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),



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 determina la conclusión 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 en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L02-A7.BG/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.13.09/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión 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 en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

ACUERDO CNH.13.09/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII 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, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la conclusión 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 en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

N
OAK
O.A



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:49 horas del día 1 de junio de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Tercera 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 el Secretario Ejecutivo.

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Guillermo Alberto Lastra Ortiz
Secretario Ejecutivo