



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTOGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:00 horas del día 29 de noviembre del año 2022, se celebró la Octogésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2022 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, 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 Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0179-Maguey.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.2 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

- II.3 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

- II.4 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

- II.5 Programa de Evaluación presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, y Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociados al mismo.

- II.6 Programa de Transición relacionado con el campo Tlakati, presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0151-M-Uchukil.

- II.7 Programa de Transición relacionado con el campo Tlalkivak, presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0154-2M - Chalabil.

- II.8 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Chalabil.

- II.9 Conclusión de los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La Secretaría Ejecutiva manifestó que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades del Órgano de Gobierno de conformidad con la normativa aplicable.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0179-Maguey.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al maestro Daniel López Aguirre, 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. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Gracias, buenos días. Traemos a su consideración el Plan de Exploración para el periodo inicial asociado a la Asignación AE-0179-Maguey. El fundamento jurídico está marcado por la Ley de Hidrocarburos, los artículos que se muestran en la pantalla, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en su artículo 39, el Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos y el Título de Asignación, Término y Condición Quinto y los Anexos 1 y 2.

El proceso que siguió este trámite tiene inicio el 22 de julio de este año con la solicitud de aprobación. El 19 de agosto emitimos la prevención. El operador solicitó una prórroga el 19 de septiembre para atender la prevención de información y el 4 de octubre ingresó la atención a esta. Después el 7 de noviembre agregó un alcance de información. Durante este mes hicimos el proceso de evaluación de la información y dictaminación y el día de hoy venimos a presentarlo en la sesión de Órgano de Gobierno.



— Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esta asignación se encuentra en el estado de Veracruz aproximadamente a 15 kilómetros de Huejutla, Hidalgo, en la provincia petrolera de Tampico Misantla, casi en el frente de la Sierra Madre Oriental. El título le fue otorgado por la SENER el 29 de marzo de 2021. La vigencia es de 30 años. El periodo inicial es de 3 años y el operador puede explorar en todas las formaciones geológicas. Previo a esta presentación del Plan de Exploración, en el área se han realizado tres estudios de plays, el procesado sísmico 2D de 1,217 kilómetros en tres proyectos, estudios de métodos potenciales y al menos hay 20 pozos existentes en el área de asignación.

El proceso durante la cadena de valor exploratoria de este Plan de Exploración lo encontramos pasando de la etapa de evaluación del potencial y abarca toda la parte de incorporación de reservas. Los objetivos del plan que está proponiendo Pemex son incorporar recursos contingentes y continuar evaluando el potencial petrolero, principalmente en plays del Mesozoico como son el Cretácico Superior, Cretácico Medio, Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano, Kimmeridgiano y Oxfordiano. Y el Compromiso Mínimo de Trabajo, que marca el Título de Asignación, es la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el periodo inicial de exploración. Las actividades que está proponiendo el operador, para este plan de periodo inicial, consiste en dos escenarios.

Un escenario base que contempla la realización de cinco estudios. Dos son regionales asociados a plays enfocados en el Mesozoico, uno es de identificación, evaluación y selección de prospecto, un VCDSE y una prueba de prospecto relacionadas con la perforación del pozo exploratorio Paxqui-1EXP, el cual sería perforado de marzo a junio del 2023.

Para su escenario incremental el operador contempla la realización de dos estudios asociados a pozos, con la perforación de estos prospectos y la adquisición sísmica 2D con mayor resolución que realizaría en enero del siguiente año.

Aquí se ve el prospecto exploratorio del escenario base, que es el pozo Paxqui-1EXP que se encuentra al norte de la asignación. Su objetivo geológico es el Cretácico Superior y Cretácico Medio. Además, relacionados con la perforación de este pozo, hay varios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estudios. Dos de ellos son regionales que abarcan toda el área de asignación. Es lo que está en color verde claro. Y asociado a la perforación de pozos, está todo el tren de trabajo que es la identificación, evaluación y selección del prospecto, el VCD y la prueba de prospecto posterior a la terminación para el análisis post mortem.

Esta es la posible ubicación del pozo Paxqui-1EXP, que es el prospecto del escenario base, el cual se encuentra a 10 kilómetros del pozo existente Tampamolón-1 y el objetivo de este pozo, de este prospecto, es evaluar en una parte estructural más alta que el pozo existente, en donde hubo evidencias de existencia de hidrocarburos, las formaciones Cretácico Superior y Cretácico Medio. La profundidad del objetivo para el Cretácico Superior es a 1,314 metros y para el Cretácico Medio a 1,493. Es un pozo vertical y tendría una profundidad total de 1,900 metros. El tipo de trampa como se ve en la sección sísmica es de tipo estructural. Los hidrocarburos esperados es gas húmedo y los recursos prospectivos a la media es de 32.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad geológica para cada intervalo del 16% y 15%, respectivamente, para darnos una incorporación de recursos contingentes aproximada de 5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En el escenario incremental Pemex está considerando realizar dos estudios exploratorios asociados a pozos que consisten en la etapa de identificación, evaluación y selección de prospectos, la etapa de visualización, conceptualización, decisión, seguimiento y evaluación, que es el VCDSE, y cuatro estudios de prospectos posterior a la perforación de los pozos que se lleguen a realizar. También considera la adquisición sísmica a una mayor resolución en las áreas cercanas a dos de los prospectos, que es Aksanan y Kakni, lo cual le brindaría una mejor imagen del área prospectiva del posible yacimiento. Y contempla la perforación de los pozos Sapichu-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Aksanan-1EXP, todos con objetivo Mesozoico, Cretácico, y en el caso del pozo Sapichu con objetivos en el Jurásico Superior.

Con esta estrategia, y de realizarse en su totalidad, Pemex estaría incorporando aproximadamente 103 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 5 millones estarían en el prospecto Paxqui del escenario base y 98.85 millones asociados a

l.
M
C.F



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los prospectos que podría perforar en el escenario incremental, de los cuales el pozo Sapichu-1EXP, por el tipo de yacimiento el cual prospectaría, es el que tiene mayores recursos dentro del escenario incremental y su objetivo es el Jurásico Superior Tithoniano.

Para llevar a cabo estas actividades en su escenario base, Pemex estaría erogando casi 9 millones de dólares y de llevar a cabo todas las actividades del escenario base, más las del incremental, serían casi 69.4 millones de dólares, en donde la perforación de los pozos en ambos escenarios es la que requiere mayores recursos. En el caso del escenario base, 98% y para el caso del escenario incremental 95%.

Con esto Pemex podrá continuar con la exploración y comprobar la existencia de hidrocarburos del play Mesozoico que justifiquen, en función de las características geológicas del área, acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero. De llevarse a cabo los dos escenarios operativos, se estarían incorporando casi 104 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en plays del Mesozoico con una inversión de 9 y 69 millones de dólares, respectivamente.

Por ello, el Plan de Exploración que propone Pemex lo encontramos, en esta área, técnicamente factible debido a que las actividades planteadas permitirán maximizar el valor estratégico de la asignación con la realización de los estudios planteados y la posible incorporación de recursos en caso de que haya éxito en la perforación de los prospectos. Por lo que proponemos la aprobación de este Plan de Exploración para la Asignación AE-0179-Maguey en su periodo inicial. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Daniel López Aguirre. La palabra la tienen los Comisionados.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Si nos vamos a la lámina 6, en el caso de que solamente se fueran sobre el escenario base, el periodo que están considerando de exploración terminaría en diciembre. Entonces tendrían que dar por terminado este periodo antes si no hacen esos pozos que tienen considerados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Hay dos meses de diferencia entre la terminación de un escenario y en caso de llevarse a cabo algo del escenario incremental.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, gracias.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Lámina 10 por favor. Si vemos el escenario base, está Paxqui y tiene una posible incorporación de recursos, si sumamos los dos, de 5.5. En cambio, Sapichu-TEXP tiene 76. Es 15 veces más grande. ¿Por qué comenzar con Paxqui, cuando tienes otro con un potencial mayor?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Una razón es porque en Paxqui ya está más maduro el estudio de la zona de este prospecto y en el caso de Sapichu, especialmente, es un yacimiento de baja permeabilidad el Jurásico Superior Tithoniano. Sería muy bueno para la exploración porque explorarían mediante un pozo piloto todo el Jurásico Superior Tithoniano, Kimmeridgiano y Oxfordiano y después harían un side track para explorar de manera horizontal el Tithoniano. Para realizar todo eso se tiene que madurar mucho más el prospecto, hacer análisis de fragilidad, realizar etapas de posible estimulación. Todo eso todavía no lo tiene tan maduro Pemex y empieza por el que tiene más factible en este momento.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces va a haber estudios previos antes de comenzar a perforar?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Están considerados en el escenario incremental.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Incorporamos una diapositiva, que es la 15 que está oculta. Si nos pueden ayudar para ponerles una sección sísmica. También para explicarles lo que decía el maestro Daniel. El prospecto Sapichu en realidad es un prospecto no convencional, va a un yacimiento no convencional. Se ve la trayectoria vertical, que es la que decía que se perforaría inicialmente y después se haría esta desviación para navegar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2,000 metros sobre el Tithoniano. Como sabemos, para los no convencionales siempre la volumetría es mucho mayor y la probabilidad geológica, si lo vieron en la tabla, también estaba arriba del 70%. Esa es la razón principal.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está muy interesante desde el punto de vista de los recursos potenciales que pueden incorporar. 75 millones de barriles es muy bueno. Es que no están listos todavía para tomar la decisión de moverse al incremental o comenzar con Sapichu en el base.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Por un lado están en la maduración del prospecto, y por otro lado también por el cambio de política para que pueda llevarse a cabo la perforación.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero entonces no tiene lógica. Si depende del cambio de política, no podemos ponerlo ahí hasta que no cambie la política.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Desde el punto de vista técnico tiene sustento. Pemex por eso lo pone en su escenario incremental para no tener que estar obligado a realizarlo si es que no puede hacerlo.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, dos comentarios. El primero es que esta asignación se dio el 29 de marzo de 2021 y termina el primer periodo el 29 de marzo de 2024. Ya pasó poquito más de un año, porque según tengo entendido Pemex mandó el primer Plan de Exploración en enero de 2022 y estamos en noviembre de 2022. Yo creo que es de reflexionar todos estos tiempos que tardamos en el proceso. Y digo tardamos, porque somos el operador y la Comisión, porque finalmente va disminuyendo los tiempos de actividad. Y tiene que ver mucho, y está planteado en la primera lámina, por cuestiones de información que hacía falta tener aquí en la Comisión. Creo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay que trabajar en esto para que todas estas prevenciones sean disminuidas en lo máximo posible.

Lo segundo es que el pozo el Paxqui va a 1,900 metros. Es un pozo vertical pero el objetivo más profundo llega a 1,493. Perforar a 1,900 metros significa perforar del orden de 350 metros más, lo cual sí tiene un costo. Hay alguna razón por la cual quieran ir más abajo y por qué no está planteado como un objetivo. Los objetivos ahí están en la lámina, 1,314 y 1,493, pero la profundidad va a 1,900 o será que el último objetivo tiene un gran espesor.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Es el Cretácico Medio y quieren cortar toda la formación y llegar a la cima del Cretácico Inferior a 1,900 metros.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces es de más de 500 metros de espesor.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Poquito más de 400 metros.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y entonces por qué no se ve tan reflejado en los recursos prospectivos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- La estimación la están realizando con el riesgo. Baja con el riesgo que es del 15%, que lo castiga mucho.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien. Lo último es enfatizar el comentario del maestro Hernández. No siempre la mayor volumetría da más rentabilidad. Y tenemos grandes volumetrías. Está Chicontepec comparado con otro tipo de yacimientos en donde la rentabilidad es muy diferente. Todo depende de las características, de la geología, la permeabilidad, la porosidad, la profundidad, el tipo de fluidos, etc. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- De no haber más preguntas y observaciones, ruego a la Secretaria leer el acuerdo y someterlo a votación por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHÉM.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con

Handwritten marks: a vertical line on the left margin, a checkmark on the right margin, and the number '7.9' at the bottom right.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la asignación AE-0179-Maguey.

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.E.87.001/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0179-Maguey.

ACUERDO CNH.E.87.001/2022

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 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0179-Maguey.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L02- A7.BG/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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, MTR. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Vamos a ver los detalles de esta modificación al Plan de Exploración del área que ya refirió la Secretaria Ejecutiva. Ahí vemos el fundamento jurídico, que es el que siempre revisaremos para asistir estos trámites. Vemos en el mapa de la izquierda el área que está con rojo es el área contractual. Vemos que tiene cercanas otras áreas contractuales de otro operador que es Newpek. En este caso el contrato es operado por Pantera el que estamos viendo hoy. Más adelante veremos un poco más de detalles en dónde nos encontramos.

La relación cronológica es muy simple. Iniciamos la solicitud de aprobación el 27 de septiembre. Hicimos una prevención en octubre. Casi al final de ese mes atendieron la prevención y ahora estamos aquí para presentarles la resolución que tenemos después del dictamen de esta modificación al plan.

Como les decía, yendo a más detalles estamos ubicados más o menos a unos 23 kilómetros al suroeste de Matamoros en el norte del país, en Tamaulipas, en la provincia geológica de Burgos. El contrato se firmó el 18 de diciembre de 2017 y el Plan de Exploración, que se está modificando ahora para ese periodo inicial de exploración, fue el 25 de septiembre de 2019. El periodo adicional, que es en el que está amparado este plan, se autorizó el 12 de octubre de 2021 hasta por dos años y entonces este Plan de

Handwritten marks: a vertical line on the left margin, a checkmark, and a signature-like mark.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

— Exploración, el que está vigente y que se estaría modificando, fue autorizado por esta Comisión el 27 de enero de 2022. La superficie actual del área contractual es de 455 kilómetros cuadrados y es la que se ve en el mapa.

¿Qué actividades ha realizado el contratista en este tiempo? Adquirió y procesó información sísmica 3D que se llama San Luis 3D. Hizo estudios exploratorios, en particular de actualización de modelos, interpretación de horizontes sísmicos, evaluaciones, y la perforación de un pozo que fue el Dieciocho de Marzo-36DEL, que se alcanza a ver en la parte central del área contractual. Ese pozo resultó exitoso y tiene actualmente un programa que está evaluando el éxito de ese pozo.

— Si avanzamos encontramos la motivación de por qué esta modificación. En una parte de la resolución que ustedes, la Comisión instruyó que se hiciera el procedimiento para devolver el área que corresponde de acuerdo con el contrato. En el mapa de la derecha se alcanza a ver con color rojo el área contractual y con color azul dejamos una línea que es la línea que ahora cubre el área contractual. Está dejando por fuera algunos sectores que ya no va a conservar el contratista. Entonces, el área como les decía originalmente es de 455 kilómetros cuadrados. El área propuesta a conservar por el operador ahora es de 338.7. No es la mitad porque en la cláusula hay una previsión de que queda excluida de la contabilidad el área que se está evaluando o desarrollando. Por eso es que no puede ser la mitad.

La propuesta de modificación se sustenta en que existe una variación en el número de pozos a perforar porque se están adicionando algunos prospectos. Y también por el tercero de esta resolución, que ya les mencionaba, que tenían que venir a hacer esta devolución del área que indica el contrato.

Respecto de la cadena de valor, dentro de la fase de evaluación del potencial y de incorporación de reservas por los pozos que se perforarían, el objetivo es continuar con la evaluación del potencial en algunos plays, en particular el Oligoceno y en las formaciones Vicksburg Frío Marino y Frío No Marino, mediante la ejecución de algunas actividades, en particular reprocesamiento de información sísmica, estudios exploratorios y perforación de pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el cronograma, como se aprecia, se corta hasta la mitad de octubre que es justamente cuando termina el periodo adicional de exploración. Vemos con color verde el escenario base y con color gris el escenario incremental y el entramado son las tareas que se traslapan entre ambos escenarios. Vemos que hay una serie de actividades todavía de adquisición y procesamiento de información sísmica en lo que resta de este año y principios del siguiente. Luego viene toda una serie de estudios que va a hacer el contratista para después llevar a cabo la perforación del pozo que terminaría en el primer trimestre de 2023. La barra que ven es larga porque incluye prácticamente todas las actividades de la perforación del pozo. No es que el pozo haya iniciado en diciembre, sino que se considera toda la tramitología, movimiento de equipo, la perforación y la terminación. En las últimas barras de abajo están considerados otros cuatro prospectos en el escenario incremental que pudiera llegar a perforar. Esos son los últimos prospectos que le llevaría prácticamente hasta mediados de octubre del siguiente año.

Para el escenario base la actividad va a ser la interpretación sísmica. La compra de los datos y luego la interpretación de dos estudios sísmicos que los vemos diferenciados en el mapa de la derecha, con los colores verde y morado, y otra serie de estudios exploratorios que tienen que ver con los prospectos, la interpretación sísmica, el diseño VCD de los pozos. En fin, todo lo que tiene que ver con la toma de información a lo largo de la perforación de los mismos. Y en el centro-sur del área contractual dejamos el punto verde donde está localizado el prospecto Coatl, que es el que van a perforar.

El prospecto Coatl va justamente a este play que les decía, el Oligoceno que se denomina Vicksburg. Es una trampa de tipo estructural. Lo vemos con el color verde que está hasta abajo. Ese es el relieve estructural que marca la trampa y entonces van a cruzar por algunas formaciones ya conocidas en el área. Si ven del lado izquierdo, en la sección sísmica del lado izquierdo, ahí se alcanza a ver una línea vertical negra con tres puntitos amarillos. Ese es el pozo Dieciocho de Marzo-36DEL que perforaron y que fue exitoso. Claramente lo hizo en formaciones superiores. Ahora van a explorar a formaciones mucho más profundas. Ese es el sentido de esta modificación del Plan de Exploración. Si bien en superficie

Handwritten mark: C. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pareciera que están en la misma región, en profundidad son otros plays diferentes.

Para el escenario incremental tenemos una serie de actualización de actividades exploratorias de modelos, sobre todo. El diseño de los pozos que en su caso se puedan dar. En el mapa de la derecha dejamos los cuatro puntos que son los prospectos que se podrían perforar que tienen unos nombres raros: Lupùth, Alte ´, Nuk ´wel y Téenek. Esos serían los cuatro prospectos que van, eso sí, van a formaciones más superiores, pero están fuera de las áreas que están evaluando.

En el compilado de los recursos que se esperan evaluar en el área, vemos que para el escenario base el prospecto Coatl tiene 85 millones a evaluar, con una probabilidad geológica de 26% y vemos los otros cuatro prospectos del escenario incremental, que son en volumen más bajos. En total los recursos a evaluar pueden ser de casi 117 millones de barriles de crudo equivalente. Y en caso de éxito, como está planteado aquí, se incorporarían 21.7 millones en el escenario base y casi 13 millones en el escenario incremental.

Las unidades de trabajo, que es algo que también tenemos que revisar que se cumpla en el contrato, vemos que hay un Programa Mínimo de Trabajo por 7,800, un incremento de 20,200 y el compromiso para este periodo adicional son 10,100 unidades. En total son 38,100 unidades que tienen que cumplir. Actualmente ya se acreditaron 13,375, entonces restan más o menos 24,000.

La propuesta para esta modificación del plan para el escenario base son 15,061 unidades. De manera que cumplen con el compromiso del periodo adicional que son 10,000 y ya con toda la contabilidad de todos los otros programas que están funcionando en el área, que es la última parte de la tabla, ahí tenemos los 15,000 de esta modificación, otros 9,700 del Programa de Evaluación que está llevando a cabo en toda el área y otros 9,297 del Programa de Evaluación de este pozo Dieciocho de Marzo, más las acreditadas, son 47,437 unidades que superan claramente los compromisos contractuales.

El Programa de Inversiones tiene para su escenario base casi 16.5 millones de dólares. Prácticamente el 83% de la inversión estaría reflejada en la subactividad de perforación de pozos. Si vemos la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tabla de abajo en donde se suma el escenario base y el escenario incremental, evidentemente sube por los cuatro pozos adicionales que se estarían perforando. Llegaría casi a 60 millones de dólares. Y también la proporción de la inversión sube a 91% para la perforación de los pozos.

En la siguiente se ven los programas asociados que también revisamos con la Secretaría de Economía y la ASEA.

Como comentarios finales tenemos que el operador manifestó su interés para continuar con las actividades de evaluación del potencial a través de esta modificación al Plan de Exploración para precisar los riesgos exploratorios y seguir con la exploración de esta área.

La ejecución de estas actividades, como veíamos en las unidades de trabajo, va a dar cumplimiento al compromiso que se ha adquirido del contrato. Y respecto a la propuesta de los puntos de medición provisionales que el contratista también incluyó en esta solicitud, es técnicamente viable en cuanto a la determinación de volumen y calidad de hidrocarburos a producir durante las pruebas de producción convencionales que se van a dar en estos pozos que se perforarían dentro de la modificación del plan.

Por eso es que tenemos esta propuesta para la modificación. El Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que la ejecución cumple con los términos que marca el contrato y la normativa, además de que técnicamente es factible. Por lo que ponemos a aprobación de este Órgano de Gobierno esta modificación al Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017, operado por Pantera. Es cuanto Comisionados.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tengo solamente una pequeña duda en la lámina 9. Hay una actividad, o subactividad en este caso, que es documentación de descubrimientos que tiene alrededor de 7 meses en el escenario base. ¿Hay una razón especial?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Probablemente cometimos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un error porque esa parte debería de estar en las franjas de arriba. Después de junio, debería tener un entramado también en diagonales porque sería para la documentación, en su caso, de los prospectos del incremental.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Primero, cuántos descubrimientos. Espero que fueran muchos, pero hay uno. Y después el tiempo es demasiado, ¿verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. A la hora de condensar el cronograma seguramente lo representamos mal. Una disculpa.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces solo hay que corregir. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Llama la atención que apenas estén comprando información. Esto fue firmado el 25 de febrero de 2019, más bien en 2017. El plan inició en 2019 y están comprando, en diciembre, información al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. ¿Es nueva información o no la habían comprado?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No la habían comprado. Obviamente hay información en el paquete de datos que se les dio a los operadores. Ellos se llevaron información, digamos histórica, y estos son otros productos que no habían comprado.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La otra cuestión es el diseño de pozo tipo VCD que también está planteado hacer en diciembre. Pero también es verde, eso quiere decir que es escenario base. Están haciendo el diseño del pozo tipo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

VCD del pozo Coatl, pero lo están perforando también en diciembre.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que pasa es que en la barrita de Coatl quisimos dejar todas las actividades que tienen que ver con el pozo y obviamente el VCD también tiene que ver con el pozo. No es que vayan a ocurrir de manera simultánea porque sabemos que es un requisito para la autorización traer el VCD.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces el pozo se va a perforar en enero.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Probablemente.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Eso también me llamó la atención de la perforación del pozo Coatl. Empiezan en diciembre, que es pasado mañana. ¿Ya se tiene la solicitud para perforar?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No la pueden traer hasta que esté autorizada esta modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Bueno, diciembre tiene 31 días. Vamos a ver si podemos salir antes. Gracias. Adelante por favor Secretaria.

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; 31, fracción VIII y 44 último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración, presentada por Pantera Exploración y Producción

U. 7



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2.2, S.A.P.I. de C.V., respecto del Contrato 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.E.87.002/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.87.002/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción VIII y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

—A continuación, la Secretaría Ejecutiva informó que los siguientes dos asuntos del orden del día serían expuestos de manera conjunta en una sola presentación.

II.3 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuyas ponencias son del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Jonathan Belmares Servín, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Gracias. Buenos días. Como ya se comentó, estos temas se van a presentar de manera conjunta dado que es el mismo operador y son áreas contractuales contiguas. En la siguiente imagen podemos ver el fundamento jurídico utilizado para el desahogo de estos trámites que están enfocados a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, al Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos y las cláusulas del contrato.

En la imagen que tienen al lado izquierdo se puede observar la distribución o dónde se ubican estas áreas contractuales. En color rojo tenemos el área contractual TMV-02 y en color naranja tenemos el área contractual TMV-03. Es importante señalar que existen algunas áreas de asignación que van enfocadas a los campos Marsopa, Bagre y Atún, en los cuales solamente se tienen descubrimientos a nivel de Cretácico Medio o se encuentran en desarrollo. En la porción sur encontramos algunos contratos de producción compartida igualmente operados por Petróleos Mexicanos.

La relación cronológica para ambos trámites fue la misma, ya que el operador ingresó la solicitud el mismo día, que fue el 30 de septiembre. Se dio la prevención el 7 de octubre y posteriormente el operador solicitó una prórroga para atender la prevención el 19

C). 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de octubre. El operador atendió la prevención el 26 de octubre y presentó tres alcances de información, respectivamente el 26, 28 y 10 de noviembre. Por esta razón se tomó la decisión de ampliar el plazo para resolver dado que le quedaba poco tiempo para poder analizar la información y traerlos a la presentación de Órgano de Gobierno.

El área contractual TMV-02 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México y se ubica aproximadamente a 20 kilómetros al noreste de Tuxpan en Veracruz y pertenece a la provincia petrolera Tampico Misantla. El contrato la fecha efectiva fue el 27 de junio de 2018 y el fin del periodo inicial de exploración corresponde con el 26 de septiembre de 2023. El Plan de Exploración se aprobó el 12 de septiembre de 2019 y hubo una modificación que se realizó el 12 de julio de 2022, en la cual también se aprobó el Programa de Trabajo y Presupuesto para ese año. La superficie del área contractual oscila en el orden de 784 kilómetros cuadrados y se encuentra en tirantes de agua que van de lo 20 hasta los 1,100 metros.

Respecto al Programa de Trabajo, establecido en el Anexo 5 del contrato, este programa para el caso de este contrato corresponde con 2,062 unidades de trabajo y no existe incremento a ese programa mínimo. En este sentido, es importante señalar que el contratista no cuenta con unidades acreditadas y a la fecha no ha ingresado solicitudes de acreditación. Sin embargo, en la documentación que ingresó y que soporta el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 manifiesta que ya se encuentra en proceso para hacer la solicitud de algunas unidades de trabajo y dar el cumplimiento establecido en el contrato.

Y finalmente que el periodo inicial de exploración fue de cuatro años a partir del 26 de septiembre de 2019. Respecto de las actividades programadas para el año 2023, se pueden dividir en subactividades de: general, geofísica y geología. General, orientado a la administración, gestión de actividades y gastos del proyecto que va desde enero y hasta septiembre. Para el caso de geofísica, se considera la descripción de algún estudio que se llama mapeo de leads y prospectos y algunos estudios geológicos regionales, de detalle y petrofísicos orientados a modelos de depósito, maduración de prospectos y estudios post mortem. Como pueden observar, la actividad exploratoria finaliza en mayo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sin embargo, de junio a septiembre el operador está manifestando que espera reunir los elementos técnicos para definir qué es lo que sigue con este contrato, si continúa a un periodo adicional o definitivamente regresa el área contractual.

Respecto al presupuesto es un escenario único en donde los costos del plan vigente para el año 2023 oscilaban en el orden de 0.59 millones de dólares y en el presupuesto para 2023 es de 0.58 millones de dólares. No hay mucha diferencia y donde la mayor cantidad de este presupuesto va orientado a la subactividad general, con el 79.5%.

Para el caso del contrato TMV-03, igualmente este se ubica en aguas territoriales del Golfo de México. Es contiguo al que acabamos de comentar. La fecha efectiva igualmente fue el 27 de junio de 2018, pero su periodo inicial o el fin de este periodo es el 20 de septiembre de 2023. La superficie aproximada es de 842 kilómetros cuadrados y los tirantes de agua van de los 60 a los 600 metros. El Plan de Exploración se aprobó el 5 de septiembre de 2019 y posteriormente hubo una modificación el 12 de julio 2022 en donde también se aprobó el Programa de Trabajo y Presupuesto para ese año.

Respecto al Programa Mínimo de Trabajo, son 2,206 unidades de trabajo. A la fecha el operador no cuenta igualmente con unidades acreditadas y no ha ingresado solicitudes. Y señalar que el periodo inicial es de 4 años a partir del 20 de septiembre de 2019. Respecto de las actividades o subactividades que el operador planea desarrollar, va igualmente orientado a la parte de general, geofísica y geología con algunos estudios regionales, de detalle y petrofísicos, administración, gestión de actividades y gastos del proyecto y con esto cumplir o reunir los elementos técnicos necesarios para definir sobre qué sigue en este contrato.

Respecto al presupuesto, igual los costos del plan estaban en el orden de 0.60 millones de dólares y en este año para el presupuesto 2023 consideraban 0.59. De igual forma, el mayor porcentaje está enfocado a la subactividad general, con el 79.7%.

En este sentido y como comentarios finales se observó que los Programas de Trabajo y Presupuesto presentados son congruentes respecto de los Planes de Exploración que

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'M' and a signature that appears to be 'C. F.' with a checkmark.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualmente están aprobados. Los presupuestos con congruentes y son consistentes con los requisitos establecidos en el contrato y se alinean con las mejores prácticas de la industria utilizadas en el contexto internacional.

Por lo antes mencionado, estos Programas de Trabajo y Presupuesto se identifican técnicamente adecuados derivado de que cumplen con las cláusulas del contrato, así como lo establecido en los lineamientos. En ese sentido, sometemos la aprobación de ambos Programas de Trabajo y Presupuesto. Muchas gracias.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. En los dos casos son áreas en las que no estaba comprometido perforar un pozo, era únicamente estudios. La pregunta que yo tendría es: ¿los estudios comprometidos en los años anteriores si vienen realizándose?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Sí. De hecho, este Programa de Trabajo 2023 es la continuidad de lo que traemos en 2022 y está bien alineado a la última modificación o al plan aprobado que se tiene.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Eso era todo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este es el Programa 2023. Esto no es el Plan de Exploración completo. ¿El Plan de Exploración completo trae perforación de pozos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- No.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Terminan en septiembre de 2023 los dos, ¿verdad? Me llamó la atención, en la lámina 12, que habla de estudios post mortem petrofísicos. ¿Eso qué es?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- El operador lo definió como post mortem. Se observó en la lámina 1 que hay algunos campos cercanos de Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, está Atún, Bagre, Arenque.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Exacto. Ese estudio post mortem lo que hicieron compraron la licencia de los pozos y están reevaluando con la información que ellos tienen.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, es fuera del área contractual.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Exactamente, pero dentro del área no hay.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Al no haber más preguntas adelante con los acuerdos.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Voy a poner a su consideración cuatro acuerdos, dos por cada contrato. El primer acuerdo referente al Programa de Trabajo del contrato con terminación TMV-02/2018 es el siguiente. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten mark



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.E.87.003/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

ACUERDO CNH.E.87.003/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- El segundo acuerdo es referente a la aprobación del Presupuesto del contrato con terminación TMV-02/2018. Por tanto, con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.87.004/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

ACUERDO CNH.E.87.004/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

“SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al tercer acuerdo que es referente al Programa de Trabajo asociado al contrato con terminación TMV-03/2018. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone que el Órgano de Gobierno emita la resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

Comisionados, se somete a su consideración este tercer 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:

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.87.005/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

ACUERDO CNH.E.87.005/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Finalmente, el cuarto acuerdo que es relacionado al presupuesto del contrato con terminación TMV-03/2018 y con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone que el Órgano de Gobierno emita la resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-L01-G-TMV-03/2018.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo y 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.E.87.006/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

ACUERDO CNH.E.8.006/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Wintershall Dea Mexico, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

II.5 Programa de Evaluación presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, y Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociados al mismo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Vamos a ver este Programa de Evaluación que deriva de un descubrimiento que hizo este operador y a su vez, como lo indica el contrato,

Handwritten marks and signatures on the right side of the page, including a blue signature and a large black signature.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

traemos a su consideración también el primer Programa de Trabajo y Presupuesto para este mismo Programa de Evaluación.

El fundamento jurídico que asiste al procedimiento y me quiero concentrar en el mapa de la izquierda. Con rojo resaltamos cuál es el área contractual, esta área que diremos Ébano para no leer todo el nombre. Vemos que está circundada por asignaciones de extracción y de exploración de Pemex y algunos contratos cercanos, pero que no son colindantes.

La relación cronológica que llevamos a cabo. Se solicitó el 11 de agosto. Hicimos la prevención prácticamente el último día de ese mes. El contratista nos pidió una prórroga para atender la prevención y la atención de la prevención fue en octubre. Tuvimos que ampliar el plazo y en consecuencia recibimos unos alcances de información con información adicional para traerlo a que se pueda resolver en este Órgano de Gobierno.

Es un área contractual terrestre que se encuentra justamente donde coinciden tres estados, Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí y vemos que en el mapa de la derecha el área contractual que está con la línea roja y el área del Programa de Evaluación es la línea azul que queda dentro de esa área roja. Esa es el área que está proponiendo el contratista evaluar. El contrato es de modalidad de producción compartida. La fecha efectiva fue agosto de 2018 y el contratista es Pemex Exploración y Producción, DS Petroleum y DS Servicios Petroleros. La aprobación del Plan de Exploración, del cual derivó la perforación del pozo que resultó exitoso, fue el 23 de octubre de 2019, mismo que se modificó en septiembre de 2020.

El pozo que resultó exitoso es el Ébano-3000EXP que se perforó en octubre de 2021. Se notificó el descubrimiento en enero de 2022 y fue productor de aceite pesado de 11.9° API en la formación Tamaulipas Superior, en el Cretácico. El área de evaluación son 283 kilómetros de los 1,569 que mide el área contractual. Respecto de la cadena de valor, nos encontramos en la última fase, la de caracterización y delimitación. Este Programa de Evaluación queda ahí y el objetivo de este es evaluar y delimitar el yacimiento en esta formación Tamaulipas Superior, permitiendo identificar la afectación de las heterogeneidades existentes dentro de esta área de evaluación y tratar de establecer la comercialidad del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimiento. Por lo tanto, incorporar reservas y sentar las bases para un posible Plan de Desarrollo.

Hay un escenario único y en ese se plantea la perforación de dos pozos delimitadores, ocho estudios exploratorios y dos pruebas de presión-producción convencionales. Inicia en esta última parte del año con el estudio de caracterización de variables mecánicas de la roca en esta zona y luego un estudio de definición de declinación. Y luego viene una serie de estudios que estarán enfocados en determinar cuáles son los pozos delimitadores que van a perforar, porque el operador ha determinado cuatro zonas que serían posiblemente susceptibles de perforar, pero solo se van a perforar dos. Como ven ustedes, ahí la perforación de los pozos Ébano-3001 y 3002 está para octubre a diciembre del siguiente año. El periodo de evaluación entonces terminaría a finales de octubre de 2024 y terminaría con la documentación y entrega de todo lo que corresponde después de haber hecho la caracterización completa este descubrimiento.

La filosofía que plantea el operador para la perforación. Van a hacer una serie de estudios resultantes de la perforación de este pozo Ébano-3000EXP y después de ahí, de las cuatro oportunidades que tiene localizadas que las ven en el mapa con los puntos rojos, van a seleccionar dos, las que sean, por supuesto, las más favorables y perforarían esos dos pozos para delimitar este yacimiento. Harían pruebas de presión-producción después de la perforación de los pozos, para sobre todo caracterizar el flujo y el potencial del mismo. Se haría la perforación y la toma de información, la caracterización petrofísica y el modelo estático, la caracterización dinámica, ya de la parte del yacimiento, y ojalá que esto redunde en un descubrimiento comercial.

En el lado derecho vemos el mapita en donde se alcanzan a observar dónde quedó localizado el pozo Ébano-3000EXP, que es el que está hasta la derecha con el punto negro y cómo entonces el área que se pretende delimitar está hacia la izquierda y hacia el norte.

Vamos a ver algunos detalles de estas cuatro oportunidades que se tienen. En las secciones sísmicas que nos presentó el operador vemos que es una zona que tiene una alta heterogeneidad, sobre todo por una actividad tectónica que afalla toda esta zona del

Handwritten notes in blue ink, including a large 'M' and the number '9'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cretácico. Entonces es importante para ellos poder determinar cuál es la continuidad que pueden tener estos cuerpos que se descubrieron en este pozo Ébano-3000. Estas son las primeras dos oportunidades. Y luego, vemos las otras dos oportunidades que en realidad no son muy cambiantes en cuanto a la estructura general, son delimitaciones que está haciendo el operador con pozos direccionales, que en su momento ya tendrá que proponernos cuál es la verdadera trayectoria de los pozos.

El Programa de Inversiones que propone el operador de 2022 hasta 2024. Son casi 7.6 millones de dólares, donde vemos que 4.6 millones de dólares están representados en la perforación de pozos. Hay casi 28% que se va a las pruebas de presión-producción porque es importante que las realicen. Sobre todo, por el tipo de hidrocarburo que se manifestó en esta zona, entonces son muy importante esas pruebas de producción.

El Programa Mínimo de Trabajo que se tiene en el contrato entonces es un PMT por 4,379. El operador ha cumplido ya el PMT. La Comisión le acreditó 4,394.58 unidades de trabajo y el periodo de evaluación es de hasta de 24 meses, que es en el que estamos trayendo este programa. Las actividades que se tienen en este Programa de Evaluación no están asociadas con compromisos contractuales asociados a unidades de trabajo.

Como les decía el contrato establece que además cuando se traiga el Programa de Evaluación se tiene que traer el primer Programa de Trabajo y Presupuesto para el año que va corriendo y el siguiente. Por eso es que está los últimos dos meses de 2022 y todo 2023. Evidentemente al ser la primera aprobación la consistencia es total. Las actividades que está presentando el contratista son las mismas que vemos reflejadas en los cronogramas y las subactividades que veíamos en el Programa de Evaluación, que se centran en general, en geofísica en las pruebas de producción, ingeniería de yacimientos, perforación de pozos y seguridad, salud y medio ambiente. Nada más remarcar que la perforación de pozos sería prácticamente dentro de un año. En diciembre del siguiente año es cuando estarían iniciando la perforación de estos pozos delimitadores.

De esa manera, el presupuesto que queda para la parte de 2022 y 2023 es de 5.72 millones de dólares. Si recordamos, la propuesta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del Programa de Inversiones era 7.58. Entonces en estos dos primeros años se van a gastar 5.72. Como ya también lo advertíamos en el Programa de Inversiones, aquí pasa lo mismo. Prácticamente el 80% del presupuesto está dirigido a la parte de perforación de pozos y otra muy buena proporción está dirigida a la parte de pruebas de producción.

Por lo tanto, tenemos unas conclusiones para el presupuesto. El presupuesto presentado por el operador da cumplimiento a lo que establece el contrato y la normatividad aplicable. Los costos presupuestados por el operador son razonables y consistentes con los requisitos, incluido un estimado de costos en dólares tal como se pide en el contrato y en los lineamientos. Muestra el pormenorizado de costos y los costos están dentro de los rangos que establece la Comisión para ver que sean correctos, por ser un contrato de producción compartida.

Como comentarios finales de todo el procedimiento, observamos que con la ejecución de este Programa de Evaluación se va a permitir reducir el grado de incertidumbre en la reevaluación de los recursos que descubrió el operador mediante la perforación de este pozo, y tener una incorporación y estimación de reservas.

Respecto de la propuesta de los puntos de medición provisional que también trajo el operador para este contrato, porque tendrá pruebas de presión-producción, tendrá para estos dos pozos delimitadores que les comentaba una central de almacenamiento y bombeo Cacalilao con los identificadores que tienen ahí. Entonces observamos, con nuestra área de medición, que es técnicamente viable para el manejo y cuantificación de los volúmenes y calidad de los hidrocarburos cumpliendo con la normatividad vigente para este caso.

Con la información obtenida de esta perforación del pozo que resultó productor, así como con la actualización de los estudios exploratorios, podrá llevar a cabo la caracterización de este descubrimiento, esperando por supuesto que llegue a ser un descubrimiento comercial.

Tenemos una opinión técnica. Advertimos que este Programa de Evaluación es técnicamente adecuado toda vez que cumple con la normatividad y también le va a permitir al operador generar y

0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acelerar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo. Por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Evaluación, del primer Programa de Trabajo y primer Presupuesto para el descubrimiento Ébano-3000EXP, ubicado en esta área contractual del Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, operado por DS Servicios Petroleros. Es todo Comisionados.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Nada más una cuestión de aclaración. El campo Ébano está incluido en donde se perforó este pozo el Ébano-3000. ¿Verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, nada más que está en otros niveles.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está en formación del Cretácico Superior Agua Nueva y San Felipe que es más somero. Y este es más profundo y va a Tamaulipas Superior, Cretácico Medio. ¿Sí?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es correcto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mi pregunta va en el sentido de que cuando van a perforar los pozos delimitadores, según la documentación que entregaron, dicen que van a dejar en agujero descubierto desde Cretácico Superior. Todo Cretácico Superior que precisamente es Agua Nueva, San Felipe y después entran a Cretácico Medio, que es, en este caso, donde se descubrió Tamaulipas Superior que es donde está aquí. Como está incluido dentro del mismo campo que ya está descubierto, aquí la pregunta sería ¿cómo van a garantizar que están delimitando el yacimiento de Tamaulipas Superior con ese diseño? Porque el diseño ya lo están poniendo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- El diseño ya lo están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

poniendo, pero como usted sabe, siempre será un diseño preliminar aquí en el programa en este caso.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero después nos dicen que ya se autorizó aquí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, en los planes y programas no se autoriza el diseño. Lo que nos mencionaba el contratista era que, por razones de flujo, de cómo esperan que sea el flujo y el tipo de hidrocarburo, para ellos es mejor terminar así en agujero descubierto. Les hicimos la anotación y ellos no piensan hacer disparos en la zona superior. Solamente los disparos que hagan en la formación serán en Tamaulipas Superior. De otra forma, no esperaría o no podría haber, flujo de la parte superior.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más hay que dejar esto claro. Es el Campo Ébano que es bastante antiguo y creo que ese ya está en extracción y es del mismo operador. Pero lo importante sería garantizar que de veras sea comercial. Si nos vamos a la lámina 7. Ese procesito que traen ahí que es bastante interesante y aquí el descubrimiento debe ser comercial, pero en Tamaulipas Superior. Que es el nuevo yacimiento que descubrió ese pozo Ébano-3000 y la caracterización, o la delimitación que pretenden hacer, y que sea comercial, sea del horizonte nuevo que descubrió ese pozo. Es lo único que valdría la pena nada más clarificar en el diseño de los pozos y en las pruebas de producción que vayan a hacer.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo remarcamos en el dictamen para que quede claro, aunque por como quedó sustentado por la documentación del operador, sus actividades van enfocadas en esta formación. No se valdría que la hicieran en otra.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí se valdría en producción, pero para que quede bien sustentado el nuevo descubrimiento. Ese es todo mi comentario, gracias.

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

9.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En esta misma página, en la página 7. Está muy claro en la presentación, pero a mí me nace la duda de han identificado cuatro oportunidades y luego dicen voy a escoger las dos que se ven más prometedoras. Pero no tendría más sentido decir, voy a escoger las que se vean mejor, pueden ser una, dos, tres o cuatro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aparentemente sí, solamente que dada la posición de las oportunidades ellos tienen incertidumbre. Si ustedes alcanzan a ver, aquí tienen dos oportunidades en la parte sur del área y luego tienen otras oportunidades, digamos, en la parte centro-norte. Justamente hacia donde tienen más incertidumbre. Con fines de delimitar, no tendría mucho sentido perforar estas dos, sino nada más una de las dos y lo mismo para las del norte. Casi seguro, nada más por como se ve la zona de delimitación, van a tomar alguna de estas dos del Sur y otra de estas dos del Norte.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces van a tomar dos, una en el Norte y la otra en el Sur.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- La que más les convenga a ellos, dependiendo de cómo vayan avanzando.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está claro, gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El Ébano-3000EXP está produciendo actualmente. ¿O está cerrado?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Está cerrado. Se va a abrir. Hay solicitud de un Programa de Transición para poder abrirlo en cuanto se apruebe ese programa.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y de la prueba que tuvieron al inicio, ¿no tenemos una idea de cuánto fue la producción? Sabemos que es 12° API. Es un aceite pesado. Es un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimiento que está poco profundo, a 600 y hasta 1,000 metros.
¿Pero la producción?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No tengo el dato, pero lo busco y se lo mando.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente de eso se trata este Programa de Evaluación, de ver cómo va a comportarse el yacimiento con estas pruebas de presión que están planteadas más la perforación de nuevos pozos. Esperemos que tengan éxito en esta nueva área, porque creo que sí quedó muy claro, en la presentación, que Ébano tiene una producción que es debida a los campos viejos y esto solamente es al Ébano-3000EXP, a lo que está asociado, como decía la doctora Porres.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- El equipo ya me mandó el dato. Aproximadamente 150 barriles por día.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Ojalá y se eleve radical y considerablemente esa producción con los hallazgos que logren y ojalá también que sea un crudo más ligero, no tan pesado. Si no existe otra pregunta, por favor adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Pondré a su consideración tres acuerdos. El primer acuerdo es referente al Programa de Evaluación.

Por tanto, habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, 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 emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., derivado del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'M' and 'C.F.']



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.E.87.007/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. derivado del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

ACUERDO CNH.E.87.007/2022

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 el Programa de Evaluación presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. derivado del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- El segundo acuerdo es referente al 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 31, fracciones VI 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 DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., respecto del Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

Comisionados, se somete a su consideración este segundo 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.E.87.008/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Programa de Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

ACUERDO CNH.E.87.008/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones, I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Programa de Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- El tercer acuerdo es referente al Presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone que el Órgano de Gobierno emita la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., respecto del

Handwritten marks: a checkmark, a large 'M', and the number '2.9'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Programa de Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

Comisionados, se somete a su consideración este 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.E.87.009/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el presupuesto asociado al primer Programa de Trabajo presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del del Programa de Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

ACUERDO CNH.E.87.009/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones, I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al primer Programa de Trabajo presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Programa de Evaluación del descubrimiento del pozo Ébano-3000EXP para el contrato CNH-M4-ÉBANO/2018.

II.6 Programa de Transición relacionado con el campo Tlakati, presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0151-M-Uchukil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Ernesto Jesús Villalobos Luevanos, 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, MTR. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUEVANOS.- Les traigo a su consideración la solicitud de aprobación de la modificación del Programa de Transición para la extracción asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlakati. En cuanto a las generalidades Pemex presentó el Programa de Transición el 23 de septiembre y emitimos prevenciones el 5 de octubre. Pemex a su vez presentó una prórroga para atender las prevenciones el 18 de octubre y fueron atendidas el 28 de octubre. Es importante comentar que el Programa de Evaluación asociado al descubrimiento se inició el 23 de mayo y el informe de evaluación aprobado fue el 7 de noviembre. Hoy 29 de noviembre estamos haciendo la presentación al Órgano de Gobierno.

Las características generales del Campo Tlakati es que tiene un área de 52.408 kilómetros cuadrados. Se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México frente al estado de Tabasco. Su fecha de emisión fue el 28 de agosto de 2019. Su vigencia es por 30 años y el tipo es de exploración y extracción. Los campos y yacimientos son del Cretácico y Jurásico Superior. Su litología son areniscas y su tipo de fluido es aceite negro de 14.8° API.

En cuanto a su Programa de Trabajo la actividad que se pretende desarrollar es perforar dos pozos, así como tener sus dos terminaciones y se pretende recuperar un volumen de 1.56 millones de barriles y 0.56 miles de millones de pies cúbicos de gas. En cuanto al costo total, es de 90.6, el cual se desglosa en las siguientes actividades. El desarrollo para la construcción de instalaciones es 28.96. En cuanto a actividades generales son 6.29 y en la perforación de pozos son 52.82. En cuanto a producción, en una subactividad general es de 1.99. Por lo tanto, el desarrollo del costo es de casi el 98% y de producción el 2%.

C. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a conclusiones, es robustecer la caracterización y delimitación inicial del yacimiento para sustentar un futuro desarrollo del campo de forma viable con la actualización de los modelos estáticos y dinámicos. En cuanto a la optimización de producción, sería analizar la factibilidad de implementar sistemas artificiales o tecnologías de producción que optimicen el comportamiento del pozo. También analizar procesos de recuperación secundaria para aumentar el factor de recuperación. En cuanto al programa de seguimiento de desarrollo, es dar continuidad al Programa de Transición o desarrollo de la extracción. El operador deberá modificar un Programa de Transición al concluir el Programa de Evaluación del campo.

Resultado de la opinión técnica y derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación de Programa de Transición asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlakati, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe una nueva modificación.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. Aquí tengo nada más la duda. Este pozo, el descubridor, se presentó informe de evaluación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUEVANOS.- Sí.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y se presentó comercialidad o todavía no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUEVANOS.- No.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es que este es un informe de evaluación inicial.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un informe. Sí, lo que pasa es que estaba viendo, de la información



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que nos dieron, y decía que se había declarado. Bueno, nos dieron las reservas y a estas alturas no hay reservas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo entendemos o lo tomamos como la propuesta de volúmenes a recuperar y más o menos cómo los van a categorizar ellos. Pero, para poder incorporarlos como reserva, tendrían que haber terminado, como se comentó, la etapa de evaluación y haber presentado un informe de evaluación final.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. Entonces nada más para que quede claro que en este momento todavía no hay reservas, aunque las declare.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Falta madurez de la evaluación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque todavía no hay comercialidad.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces ahorita en esta parte que van a hacer, no hicieron un Programa de Evaluación en este. Están en proceso.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Está corriendo en paralelo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces todavía falta que determinen bien la delimitación. Lo único que están haciendo es dejando producir los pozos, dejando producir el pozo exploratorio y están proponiendo la perforación de dos pozos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, nada más el pozo exploratorio está taponado de forma definitiva y van a perforar en una zona cercana a lo que sería el Tlakati-2, que es el que va a empezar a producir.

✓
✓
✓
✓



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y en la delimitación van a hacer pozos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y cómo van a incorporarlo? ¿Van a taponarlos o cómo va a ser?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No. Lo que tienen ellos programado es que se van a perforar los pozos delimitadores. En cuanto termine la etapa de evaluación presentan su informe de evaluación final y van a presentar igualmente un Programa de Transición modificado que incluya los pozos exploratorios. Si vienen en producción, si salen exitosos, se van a incorporar a la siguiente modificación de la transición.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más para aclararlo. El Programa de Evaluación contiene una prueba de producción supongo y está en el Programa de Evaluación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente. Y su presupuesto y actividad están en evaluación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y una vez que termine el Programa de Evaluación, se tendría que modificar el Programa de Transición para incorporarlos acá.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente. Y darle continuidad de producción. Así es.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 25 del dictamen técnico se dice que el pozo Tlakati-2 iba a iniciar el 1 de noviembre de 2022. ¿Inició?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No. Hicimos la verificación de la información para ver si ya había empezado la actividad y no tenemos ninguna notificación de que se haya iniciado la actividad. Seguramente lo que está esperando el operador es a tener la aprobación para iniciar los trabajos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces habría que corregir el dictamen para ponerlo con esta fecha. Es con la fecha de hoy y a partir de hoy ahora sí pueden hacer lo que quieran.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que pasa es que tuvimos una duda porque aquí viene que Tlakati es Cretácico y Jurásico Superior. ¿Sí es correcto?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es Jurásico.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es que el descubrimiento fue, yo mandé a preguntar, porque decían que era arenisca y normalmente en Cretácico y Jurásico no había arenisca. Entonces me dicen que es Mioceno Superior. Entonces es incorrecto lo que nos comentaron, ¿no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUEVANO.- Es que lo que queríamos manejar ahí son los campos aledaños.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si nos vamos a la lámina 2.

[Handwritten marks and signatures]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

— UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUEVANOS.- Son los campos aledaños donde está rodeado el campo. Sí tiene Cretácico y Jurásico.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nos podemos ir a la lámina 2.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, ahí donde dice campos y yacimientos es Mioceno Superior.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo iba a hacer la corrección, pero dije, voy a asegurarme. Sí, porque Cretácico y Jurásico normalmente son carbonatos y no son areniscas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Mioceno Superior. Lo corregimos. En el dictamen debe estar correcto.

— COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, el descubrimiento fue en Mioceno Superior. Para que vaya todo correcto.

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

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlakati asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.87.010/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlakati asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil presentado por Pemex Exploración y Producción.

ACUERDO CNH.E.87.010/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción II, 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 el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlakati asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil presentado por Pemex Exploración y Producción.

A continuación, la Secretaría Ejecutiva, manifestó que, de acuerdo con lo indicado por el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 14, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se abría un receso de 10 minutos, siendo las 11 horas con 20 minutos.

Siendo las 11 horas con 30 minutos, se reanudó la sesión con la presencia de los cuatro Comisionados que formaron el quorum al inicio de la misma y se continuó con el desahogo del orden del día.

(Handwritten marks: a checkmark, a signature, and the number 4.9)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.7 Programa de Transición relacionado con el campo Tlalkivak, presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0154-2M - Chalabil.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Vamos a desahogar esta propuesta que presentó Pemex que se revisó técnicamente del Campo Tlalkivak. Tenemos que esta solicitud se presentó el 2 de septiembre de este año y la Comisión hizo prevenciones el día 19 de septiembre. Pemex solicitó una prórroga para poder atender esta, la cual entregó la información el día 7 de octubre de 2022 y posteriormente estuvieron haciendo la revisión. Pemex presentó varios alcances de información y se tuvo que realizar una ampliación al plazo para resolver, que nos trae el día de hoy 29 de noviembre para presentarla ante ustedes.

Vamos a ver lo que son las generalidades de la asignación Chalabil, Campo Tlalkivak. Esta asignación tiene un área de 12.945 kilómetros cuadrados. Está ubicada en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Tabasco. Su fecha de emisión es el 28 de agosto de 2019. Tiene una vigencia de 30 años. Es del tipo de exploración y extracción y los campos que se descubrieron en este caso fue el Cretácico y el Jurásico Superior Kimmeridgiano. La litología son carbonatos dolomitizados y el tipo de fluido es aceite volátil de 42.4° API y en la actualidad solamente tiene un pozo exploratorio que fue el descubridor perforado.

Lo que se refiere a la actividad que están proponiendo para este Programa de Transición es la perforación de un pozo. También está la reparación mayor de dos pozos que entrarían a producción, la adecuación de una plataforma y el volumen a recuperar es de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

0.77 millones de barriles y en cuanto al gas sería de 1.66 miles de millones de pies cúbicos. Como podemos ver del lado derecho de la lámina, están los pronósticos de producción. Como este Programa de Transición también se solicitó al amparo del artículo 65 BIS con un informe de evaluación inicial, este programa de Transición va ligado al Programa de Evaluación, el cual tiene vigencia hasta mayo de 2023. Por eso se ven los volúmenes a recuperar bajos, pero es por el periodo que va ligado a la evaluación y posteriormente tendrán que presentar su modificación para poder continuar la transición.

El presupuesto para este Programa de Transición es de 167.30 millones de dólares. El 87% se estaría utilizando en las actividades de desarrollo y el 13% a las actividades de producción.

En cuanto a las conclusiones de este tema de lo que se estuvo revisando de la información técnica y por la etapa en la que está todavía en evaluación, y que va a tener producción temprana, de las actividades principales que debe de llevar a cabo el operador es robustecer la caracterización y delimitación inicial del yacimiento para que esto sirva para tener mayor certeza en la presentación de un futuro desarrollo a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción. Igualmente, resulta importante considerar la administración de la energía del yacimiento, con el objetivo de tener información que les permita determinar cuáles son los gastos óptimos a través de los cuales se debe de producir el campo en un futuro desarrollo. Y también, desde estas etapas tempranas, es importante que vayan adquiriendo información para que puedan visualizar en el futuro, o cuando se presente algún posible desarrollo, algún proceso de recuperación secundaria o mejorada que maximice el factor de recuperación.

Y por último reiteramos lo que se comentó hace un momento, que para dar continuidad a las actividades de transición es importante que el operador prevea si va a continuar con la transición, para que meta su modificación en tiempo antes de que termine esta vigencia en el mes de mayo, o presente, si tiene información suficiente que le sirva para sustentar de forma técnicamente viable un desarrollo, el Plan de Desarrollo para la Extracción. Es importante esta situación para que tenga la continuidad de la producción.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por último, tenemos que derivado del análisis técnico que se realizó en la unidad de extracción, este dictamen se propone en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado a la Asignación AE-0154-2M-Chalabil Campo Tlalkivak, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación o hasta que concluya la vigencia del programa o requiera alguna modificación posterior. Esto es lo que traemos sobre este tema Comisionados, estamos a sus órdenes.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más reiterar lo que dije en el anterior punto que tiene que ver con que, aunque nos presentan reservas, no tienen reservas. Si no, que es hasta que terminen su informe, su Programa de Evaluación que creo que está en paralelo y que hagan una evaluación de la comercialidad del campo, del yacimiento. Además, que una vez que terminen el pozo, que están perforando un pozo en el Programa de Evaluación, en caso de que sea exitoso, y si lo van a dejar en producción, que lo incorporen a este Programa de Transición para que puedan considerarlo con una modificación a este Programa. Sería todo, muchas gracias.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 6, no sé si pudieran hablar un poco más de las fechas, porque tenemos el Programa de Transición, tenemos el Programa de Desarrollo para la Extracción y tenemos el Programa de Evaluación del campo. ¿Cómo están ahorita? Estamos aprobando un año que es transición, ¿cuándo termina la evaluación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Como se presentó, igualmente que el anterior, al amparo del artículo 65 BIS de los Lineamientos de Planes, viene con un informe de evaluación inicial. Este informe de evaluación inicial lo que nos permite, o lo que establece, es que la aprobación de la transición solamente puede ser hasta el periodo que dure la del Programa de Evaluación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El operador presentó su propuesta por un año. Sin embargo, dado cómo está establecido en los lineamientos, solamente nos podemos manifestar hasta mayo, que es cuando termina su Programa de Evaluación. Por ese término de mayo, lo que estamos haciendo, de alguna u otra manera, es alertar al operador para que no tenga problemas de continuidad de producción y de las actividades, y que prevea si va a hacer una modificación al Programa de Transición para continuar actividades o si, como lo comenta la doctora derivado de la perforación del delimitador, consideran ellos que ya se tienen los elementos suficientes para tener evaluado de forma definitiva el campo, presenten el Plan de Desarrollo para la Extracción. Esas son las alternativas que tenemos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y cuánto tiempo tienen para el Plan de Desarrollo para la Extracción?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- El Plan de Desarrollo para la Extracción deberían, por lo menos, con el periodo para poder deliberar y revisarlo es de 80 días, de estarlo presentando en enero. Es muy prematuro y también por la etapa en la que está evaluándose el campo y que se tiene que presentar también el informe de evaluación final, lo que consideraríamos más prudente es que una vez terminado el periodo de evaluación tienen el beneficio de los lineamientos que pueden presentar la modificación del Programa de Transición por un año adicional. Y ahí darían continuidad a su actividad.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias. Está claro.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es un aceite de muy buena calidad, 42° API. Me llama la atención que en este Programa de Transición están planteando dos reparaciones mayores en los dos pozos, en el Tlalkivak-1EXP y en el IDEL. ¿Qué van a hacer ahí?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Las actividades que van a

Handwritten mark: a vertical line on the left margin, and a handwritten number "7.9" in the bottom right corner.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacer es acondicionar los dos pozos exploratorios para dejarlos en condiciones de pozo productor. No tienen todavía el aparejo de producción definitivo y generalmente, cuando se recuperan los pozos exploratorios y delimitadores para producción, les hacen algún tipo de estimulación para limpiarlos y dejarlos en condiciones productoras adecuadas.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y eso lo ponen como reparación mayor.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es una recuperación de pozo exploratorio.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Si ya no existe otra observación, por favor adelante con el acuerdo.

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, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlalkivak asociado a la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, presentado por Pemex Exploración y Producción.

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.E.87.011/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlalkivak asociado a la Asignación AE-0154-2M-Chalabil presentado por Pemex Exploración y Producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.87.011/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción II, 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 el Programa de Transición relacionado con el Campo Tlalkivak asociado a la Asignación AE-0154-2M-Chalabil presentado por Pemex Exploración y Producción.

II.8 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Chalabil.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al maestro Horacio Andrés Ortega Benavides, 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. ANDRÉS ORTEGA BENAVIDEZ. - El día de hoy traemos para su consideración lo que es la opinión técnica de la modificación del Anexo 1 del Título de las Asignaciones A-0032-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Campo Chalabil.

Dentro de las generalidades tenemos la cronología, en la cual Pemex Exploración y Producción, a través de la SENER, solicitó opinión técnica de 25 de junio de 2022 a esta Comisión y el día de hoy traemos ante este Órgano de Gobierno la presentación de dicha opinión. Dentro de esta opinión tenemos que las características principales de la Asignación A-0032-M-Campo

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large checkmark and the number 9.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ayatsil comprende un área actual de 87.34 kilómetros cuadrados. Se encuentra ubicada en aguas territoriales frente a las costas de Campeche y Tabasco en el Golfo de México. Su fecha de emisión del título es del 13 de agosto de 2014 y tiene una vigencia de 20 años para realizar actividades de extracción en la formación Cretácico, tanto Superior, Medio e Inferior, a una profundidad de 3,600 a 4,600 metros verticales bajo el nivel del mar, extrayendo un fluido aceite pesado de 12° API.

Dentro de esta solicitud de opinión tenemos que la Secretaría está solicitando, en primer lugar, la opinión referente a ceder, a la Asignación 0032 Campo Ayatsil, una porción de área de las asignaciones AE-0164-Campeche Oriente y AE-0161-M-Chalabil, a la profundidad del Cretácico. Ambas asignaciones exploratorias. Asimismo, adicionar a la asignación Ayatsil, un área de 20.05 kilómetros cuadrados. Esto con el fin de implementar un proceso de recuperación secundaria en la cual se construirá una plataforma y cinco pozos de inyección. En caso de que esta área solicitada sea adicionada, se debe de modificar el Anexo 1, en el apartado de restricciones de la Asignación exploratoria A-0161-M-Chalabil.

Dentro de los principales antecedentes tenemos que el 13 de agosto de 2014, la Secretaría otorgó a PEP el Título de la Asignación A-0032-Ayatsil y el 17 de agosto de 2015 resolvió modificar el título de dicha asignación. El Título de la Asignación AE-0161-M-Chalabil se otorgó por la Secretaría el 28 de agosto de 2019 y fue modificado el 4 de agosto de 2021. Actualmente la asignación Ayatsil 0032 tiene permisos para realizar actividades de extracción en todo lo que es Cretácico tanto Inferior, Medio y Superior. En la propuesta quedaría igual, realizar actividades de extracción en KI, KM y KS. Esta asignación comprende un área actual de 87.34 kilómetros cuadrados. Adicionando los 20 kilómetros cuadrados que se está solicitando, llegaría a tener un área total del polígono de 107.39 kilómetros cuadrados. Y en lo que refiere a las asignaciones exploratorias 0161-M-Chalabil y 0164-Campeche Oriente, las cuales tienen derechos para realizar actividades exploratorias, estarían cediendo, a la profundidad del Cretácico, a la Asignación 0032, el realizar actividades de extracción a esas profundidades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En esta figura podemos ver en color morado lo que es el área del polígono Ayatsil actual y en color verde serían los 20 kilómetros que en este caso Pemex Exploración y Producción, a través de la SENER, está solicitando incorporar para construir la infraestructura del proceso de recuperación secundaria.

Finalmente, como conclusiones de este análisis tenemos que con base en la información remitida por la SENER la propuesta de modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación 0032-M-Campo Ayatsil resulta técnicamente viable. Los pozos a perforar, así como todo lo que es la infraestructura de inyección propuesta para dicha asignación, quedarían contenidos en el polígono propuesto en esta parte sur. Las asignaciones exploratorias no tendrían afectación en sus planes y el Título de la Asignación AE-0161-M-Chalabil debería ser modificada en el Anexo 1 en el título de apartado de restricciones, adicionando lo que es el Campo Ayatsil. Para la Asignación 0032-Campo Ayatsil, el operador deberá presentar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno emitir la presente opinión respecto a la modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil, misma que resulta técnicamente viable. Gracias.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. El anexo de esa área es únicamente para construir infraestructura, no porque haya aumentado el polígono del campo, digamos del área del yacimiento.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. ANDRÉS ORTEGA BENAVIDEZ.- No. Es para construir infraestructura. Van a construir una plataforma, cinco pozos inyectores y unos ductos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Gracias.

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

Handwritten signature and initials in blue ink.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muy claro, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- No habiendo más opiniones, por favor adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- 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 a la modificación del Anexo 1 del Título de las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Chalabil, 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.E.87.012/2022

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, del Título de la Asignación A-0032-M-Campo Ayatsil y AE-0161-M-Chalabil, en los términos del documento presentado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.9 Conclusión de los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuyas ponencias son de la Comisionada Alma América Porres Luna y del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico 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 JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Gracias. El día de hoy presentamos la conclusión de los procedimientos de terminación anticipada por renunciaciones a las partes del área contractual, referente al Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, solicitado por Talos Energy Offshore Mexico 7.

En cuanto a los datos generales del contrato, tenemos que el contratista está conformado por Talos Energy Offshore México 7, Sierra O&G Exploración y Producción, Premier Oil Exploration and Production Mexico. El operador es Talos. La fecha efectiva del contrato es 7 de septiembre de 2015. Cuenta con una vigencia de 30 años. La modalidad del contrato es de producción compartida y la superficie del contrato es de 464.799 kilómetros cuadrados. Actualmente se encuentra en evaluación. Debemos destacar que este caso cuenta con una resolución de unificación entre Petróleos Mexicanos, el operador del área unificada del Campo Zama, y el cual deberá presentar, para aprobación de la Comisión, el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente dentro del año siguiente a la fecha efectiva de la resolución, que es 23 de marzo de 2022 correspondiente a la resolución de unificación del Campo Zama.

En cuanto a los antecedentes tenemos que el 5 de septiembre de 2019 el contratista notificó a la Comisión la renuncia y devolución del 50% del área contractual, en términos del inciso b) de la Cláusula 7.1 del contrato. Esto se debió a la autorización del

9.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

periodo adicional de exploración. El 10 de octubre de 2019, mediante Resolución CNH.E.60.002/2019, la Comisión inició e instruyó la tramitación del procedimiento de terminación anticipada correspondiente a la primera resolución. Por su parte, el 7 de julio de 2020 la Secretaría de Energía instruyó, al contratista y a Petróleos Mexicanos, el asignatario, la unificación del yacimiento compartido del Campo Zama y la presentación de una propuesta de acuerdo de unificación como titulares del contrato y de la Asignación AE-01S2-Uchukil, respectivamente.

Por su parte, el 25 de mayo de 2021 la Comisión suspendió el procedimiento para la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Zama, hasta en tanto SENER resolviera el procedimiento relacionado con la determinación de los términos y condiciones del acuerdo de unificación. El 3 de septiembre de 2021 el contratista notificó a la Comisión la renuncia del resto del área contractual, que no es parte del área unificada, en términos de la Cláusula 7.1, inciso c) del contrato. Esta es la segunda renuncia.

El 22 de marzo de 2022 la SENER emitió la resolución de unificación en la que se determinaron los términos y condiciones bajo los cuales se llevará a cabo la unificación del Campo Zama entre el área de asignación y el contrato, y la notificó a las partes el 23 de marzo de 2022. La resolución de unificación fue presentada a esta Comisión el 18 y 19 de abril de 2022 por el asignatario y el contratista, respectivamente. El 7 de junio de 2022, mediante Resolución CNH.E.06.002/2022, la Comisión inició e instruyó la tramitación de terminación anticipada correspondiente a la segunda renuncia, en la cual se instruyó la integración de los procedimientos relativos a la primera y a la segunda renuncia, por lo que se utilizó la información previamente integrada y analizada con el objeto de que se emitiera una sola resolución que dé por concluidos ambos procedimientos. El 25 de noviembre de 2022, mediante memorándum 260.0480/2022, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos envió a la Unidad Jurídica el informe respecto de los elementos de la etapa de transición final y otros elementos contractuales.

En pantalla vemos el Campo Zama prácticamente en el extremo izquierdo. Resaltado con rojo vemos el contrato correspondiente precisamente al motivo de este sometimiento a Órgano de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Gobierno y del lado derecho, resaltado en verde, vemos la Asignación Uchukil. En el centro vemos la designación del Campo Zama y la unificación se ve esquemáticamente con una línea intermedia entre el contrato y la asignación.

El área actual original es de 464.7990 kilómetros cuadrados. Se pretende, con los datos que tenemos del Centro, que el área de renuncia abarque 446.2472 kilómetros cuadrados, lo que daría como resultado una reducción aproximadamente del 96%, dejando un 4% del área contractual. Esto es 18.5518 kilómetros cuadrados.

En cuanto al desarrollo del procedimiento de terminación anticipada, tenemos las renunciaciones notificadas en ambas fechas, con lo que se inició la etapa de transición final. Para este modelo de contrato no prevé una temporalidad dentro de la etapa de transición final. Así está establecido en los términos y condiciones del contrato. El procedimiento de terminación anticipada ya fue presentado a Órgano de Gobierno en dos ocasiones, precisamente por los dos supuestos de devolución en los que fueron solicitados por el operador. Uno el 10 de octubre de 2019 y el otro el 7 de junio de 2022. Ya se realizó el análisis técnico de los elementos de la ETF y otras obligaciones contractuales. Se realizaron las consultas internas y externas a los terceros institucionales y derivado de ello sometemos a consideración de este Órgano la resolución de conclusión. Posteriormente, si es aprobada, entraremos a la última etapa que sería la terminación del contrato en relación con la parte del área contractual mediante la firma del convenio correspondiente, el Acta de Entrega-Recepción del área contractual y la determinación de las obligaciones subsistentes.

En cuanto a los elementos de la ETF y otras obligaciones contractuales, lo vemos reflejado en pantalla esquemáticamente y tenemos a los elementos que tienen que ver con la etapa de transición final y vamos a analizar el tema de la actualización del inventario de activos. Ella cuenta con un estado de cumplimiento. La identificación de pozos y materiales y sus condiciones de operación también es un tema que se encuentra cumplido. El informe de producción y la infraestructura asociada a ella, en este caso no tenemos producción. Se determina como cumplida esta obligación. El abandono de pozos y materiales que no le sean transferidos al Estado, sin activos en el área correspondiente, por

0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo que se tiene cumplida esta obligación. La actualización de la línea base social y la actualización de la línea base ambiental se encuentran en cumplimiento. Y, en su caso, el acompañamiento al contratista esta se justificó en no acompañamiento.

De igual manera en los elementos referentes a la validación de las coordenadas y kilometraje, ya lo he señalado en láminas anteriores, fue validado y verificado. La no afectación de las actividades petroleras de igual forma fue verificada. El pago de las contraprestaciones de igual forma fue verificado y el contenido nacional en este caso se encuentra en cumplimiento. Todos los bullets que se encuentran en cumplimiento se deben a que el contrato continuará vigente. Es una renuncia de tipo parcial y se dejaron a salvo las facultades de verificación de otras autoridades que participan dentro del proceso.

Derivado de lo anterior se pone a consideración de este Órgano de Gobierno el proyecto de resolución siguiente. Concluir los procedimientos de terminación anticipada por renuncia a las partes del área contractual. Determinar que la fecha de terminación de la etapa de transición final del contrato relativa a las partes del área contractual objeto de las renunciaciones corresponderá a la fecha de emisión de la presente resolución. Instruir a la UATAC que suscriba con Talos el Acta de Entrega-Recepción del área objeto de las renunciaciones, con el apoyo jurídico de la Unidad Jurídica. Y como consecuencia de lo anterior, la Comisión realice la devolución de las partes del área contractual objeto de las renunciaciones a través de la UATAC a la Secretaría de Energía. Instruir la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato con la finalidad de hacer constar la nueva delimitación del área contractual. Notificar la resolución al contratista y a otras autoridades correspondientes. Quedo atento para cualquier duda o aclaración.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No tengo comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Comisionado Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esta es una de las áreas más prometedoras que hemos tenido, el Campo Zama, y me preocupa mucho en el post mortem de por qué nos tardamos tanto. La primera renuncia, es del 5 de septiembre del 2019 y esto no tiene nada que ver con la unificación. Esto es realmente un proceso separado que es la devolución del 50% en términos del tiempo adicional y estamos en el 2022, tres años más tarde, y todavía no hemos terminado. ¿Por qué nos estamos tardando tanto?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- En este asunto convergen varias aristas. Por un lado tenemos el análisis de los supuestos de devolución de ambas resoluciones que en el inter, también de su presentación con el operador, convergieron diversos retrasos considerados: uno por el COVID, dos por la propia resolución de unificación, el acuerdo de unificación que también fue de impacto para esta Comisión en la suspensión de la aprobación del Plan de Desarrollo e inclusive también tuvimos que esperar la resolución de unificación que se dio, o que se notificó en este año, para saber lo más importante, que serían las coordenadas. Sobre todo, los supuestos de renuncia en los que fueron sustentadas ambas solicitudes abarcaron simplemente porcentajes. En el primer caso, fue un supuesto de devolución del 50%, acorde a la Cláusula 7.1 y la segunda cayó en el supuesto de devolución del inciso c), en la que es la devolución del 100% que no cuenta con un Plan de Desarrollo o un Programa de Evaluación. Y este caso estaba suspendida también la aprobación del Programa de Evaluación e inclusive la propia resolución de unificación la mandó al siguiente año para que ellos presentaran este plan.

Definitivamente en el asunto convergen varias aristas. No justifica nada el hecho del tiempo, pero es una situación que se dio por la unificación de dos áreas, un contrato y una asignación, que tuvieron un impacto importante sobre el desarrollo de este procedimiento.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero ahí hay puntos por ejemplo más adelante donde dices que la UATAC va a hacer tal o cual cosa. Si ves la fecha, estamos hablando también hace más de un año. Yo no sé si aquí valga la pena, obviamente tenemos que resolver este problema y está muy bien la presentación. Pero pegado con eso estamos hablando de una

Handwritten marks and signatures on the right side of the page, including a large signature and the number 7.9.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción esperada de más de 100,000 barriles. El costo nacional es muy grande. Obviamente es un valor esperado, pero era una de las áreas más importantes y por eso se dio la unificación y por eso se hicieron muchas cosas. Pero aquí está, 25 de noviembre de 2022.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Sí, es la fecha en que recibimos el informe de conclusión. Es prácticamente el insumo necesario para nosotros, la Unidad Jurídica, proyectar estos proyectos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No estamos diciendo que ustedes no hicieron nada. Estamos diciendo que UATAC no hizo nada. Es lo que estamos diciendo o por alguna razón se atrasó. No sé, valdría la pena preguntar aquí.

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

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MTRA. ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Efectivamente, es parte de los procesos que estamos regularizando al interior de la unidad. Es parte de los compromisos que asumimos, tanto con ustedes como con los operadores, de ponernos al día con los trámites pendientes. Este es creo que el mejor ejemplo de ello. Nosotros lo que hicimos fue regularizar las comunicaciones con las autoridades que estaban pendientes en este caso y el día de hoy es que se somete a consideración.

Evidentemente es un tiempo excedido. Afortunadamente no se está afectando de manera directa el desarrollo de las operaciones, toda vez que está pendiente la presentación del Plan de Desarrollo, pero no exime que al interior de la Comisión debemos de dar trámite a todas estas cuestiones.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que hay que hacer breves puntualizaciones. La primera es que el que tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que presentar el Plan de Desarrollo es Pemex, no es Talos, porque ellos son los operadores. Segundo, el COVID, la unificación, el Plan de Desarrollo no tienen nada que ver con esto. No tienen que ver con regresar áreas que consideraron que no eran adecuadas para ellos y son tres años. Yo creo que eso sí es bien importante decirlo.

Lo siguiente, y a lo mejor me sirve la lámina 8, es ver cuál es mi punto de vista respecto a la pregunta del doctor Moreira. Es parálisis por análisis, porque finalmente hay cosas que definitivamente no las tenían muy claras en la UATAC. No sé si también en la parte jurídica. Pero veamos por ejemplo el número 5 y el 6 de las obligaciones contractuales, por decir algunas de ellas. Necesitamos una actualización de la línea base social. Estamos en el mar. ¿Cuál línea social? Y todavía ponemos, en cumplimiento. El contrato se va a mantener vigente porque nos tienen que demostrar eso. Lo que sucede es que la línea base social depende de Secretaría de Energía, pero como no tenemos respuesta, entonces estamos en parálisis por análisis. Después, actualización de la línea base ambiental, en cumplimiento, pero ponen asterisco. No se hizo nada. En el área contractual donde se hicieron operaciones que pudieran afectar la línea base ambiental es el Campo Zama. De aquel lado no hay nada. Pero esos son los detalles que tenían todo detenido aquí y pasaron más de tres años, septiembre de este año es el año tres, ya estamos terminado noviembre.

Pero bueno, yo creo que hay que felicitar a todo el grupo que ha estado trabajando de la UATAC, de la Unidad Jurídica, porque hoy ya estamos sacando esto. Sabemos que hay otros factores que están involucrados. La Secretaría de Economía todavía está en la validación. También está en cumplimiento. Todo esto lo pudimos haber hecho hace un montón de tiempo. Pero además hay otra cuestión más importante. Al interior la mente de algunas personas es qué tal si dejan algo ahí y más adelante hay un daño patrimonial. No lo van a dejar, tienen Zama. Los señores no se están yendo, tienen Zama que es un yacimiento que no van a dejar. Esto de pensar que nos van a dejar la basura, por decir algo en cuestión ambiental, en lugares donde no hicieron nada, no tiene ni caso.

Me parece que traemos, como ya dijo la maestra, otros casos y definitivamente creo que tenemos que sacarlos muy

d.
h.
g. f.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

rápidamente, como ha sido el consenso aquí con el Comisionado Presidente, de que estas renunciaciones ya sean parciales como es este caso o como las totales tendrán que salir rápido, porque finalmente me parece nos quitan enfoque. Nosotros en la CNH debemos estar más interesados en ver cómo agregamos valor a los yacimientos, a los planes, y estamos ocupados todavía con cuestiones administrativas que son muy importantes y que tienen que hacerse en el deber ser. Pero finalmente creo que la parálisis por análisis no se vale, ni en este caso administrativo, ni tampoco en un caso técnico. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Yo me uno a las observaciones. Ya hemos estado trabajando los Comisionados en relación con estos retrasos. Hemos estado trabajando en audiencias con los operadores. Hemos tenido ya una reunión formal con el Fondo Mexicano del Petróleo y así vamos a continuar trabajando. Efectivamente, estas observaciones de lo que ya sucedió son válidas y afortunadamente, en este breve tiempo, con el apoyo de los Comisionados, particularmente la Comisionada Porres, que estuvo a cargo antes, y también de los compañeros que están a cargo de las unidades y de las áreas, estamos avanzando rápidamente para ir desahogando estos retrasos que se tienen en este momento. Es nuestra obligación y así lo vamos a continuar haciendo. De tal manera que yo coincido plenamente con sus observaciones. Si no hay otra observación, adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- 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 y su penúltimo y último párrafos, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluidos los procedimientos de terminación anticipada por renuncia a partes del área contractual, respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburo bajo la modalidad de producción compartida 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.E.87.012/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluidos los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia a partes del Área Contractual respecto del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

ACUERDO CNH.E.87.013/2022

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 y su penúltimo y último párrafos, 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 resuelve dar por concluidos los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia a partes del Área Contractual respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, CNH-R01-L01-A7/2015.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:12 horas del día 29 de noviembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Octogésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2022 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

(Handwritten signatures and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva

0.