



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTOGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:03 horas del día 1 de diciembre del año 2022, se celebró la Octogésima Octava 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 Modificación al Plan de Exploración presentada por TotalEnergies EP Mexico S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A15.C5/2017.

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



- II.2 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.
- 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-AS-CS-14/2018.
- II.4 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.
- II.5 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tentok-1EXP.
- II.6 Solicitud de autorización presentada por PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. para la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1EXP.
- II.7 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Amistli-1EXP.
- II.8 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP.
- II.9 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP.
- II.10 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa - 06 (Campo Cibix).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.11 Programa de Transición relacionado con el pozo Akal-501EXP asociado a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, presentado por Pemex Exploración y Producción.

II.12 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la Modificación del Título de Asignación AE-0387-3M-Humapa.

II.13 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Woodside Petróleo Operaciones de México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-A1-TRION/2016.

II.14 Inicio de los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia total de Repsol Exploración México, S.A de C.V., respecto de los Contratos CNH-R03-L01-G-BG-05/2018 y CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

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 Modificación al Plan de Exploración presentada por TotalEnergies EP Mexico S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

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 a la ingeniera Daira Elizabeth Islas González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

(Handwritten marks and signature)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ - Muy bien. Buenos días todos, Comisionados, Comisionada. El día de hoy vamos a presentar, como ya se mencionó, la información que ingresó el operador para la modificación al Plan de Exploración. En la siguiente lámina podemos observar el fundamento jurídico del lado izquierdo, el que utilizamos para cada modificación al plan. Del lado derecho tenemos el mapa. El área contractual está delimitada por el borde rojo. Algunas asignaciones de exploración en color verde, asignaciones de extracción en color rosa y algunos contratos de producción compartida en color verde oscuro.

Para la relación cronológica, tenemos que la solicitud ingresó el 24 de agosto en 2022. Se previno en septiembre y recibimos la atención a las mismas también en el mes de septiembre. Se realizó una suspensión hasta que se aprobara el periodo adicional de exploración el 4 de octubre. La conclusión fue el 3 de noviembre. Recibimos algunos alcances de información entre el 18 y el 29 de noviembre y finalmente el día de hoy estamos presentando ante Órgano de Gobierno.

Como parte de las generalidades de este contrato, tenemos su ubicación en el mapa, ubicado por los vértices numerados. Se ubica a 40 kilómetros al noreste de la Ciudad del Carmen. Está localizada en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Cuenta con una superficie de 971.567 kilómetros cuadrados y su periodo adicional de exploración fue otorgado por el acuerdo del 18 de octubre de 2022 y tendrá una duración de hasta dos años.

Como parte de los antecedentes exploratorios, tenemos que realizó el operador 7 estudios geológicos a detalle, un estudio de modelado de cuencas, un estudio petrofísico, un estudio sedimentológico de carbonatos y clásticos, una evaluación de prospectos, la interpretación sísmica avanzada, un estudio estructural y un estudio geomecánico. Mientras que en la cadena de valor nos encontramos en la etapa de evaluación del potencial de hidrocarburos, el motivo de esta modificación es el otorgamiento al periodo adicional de exploración y la ejecución de actividades de preparación para la perforación. El objetivo del plan es probar el potencial de hidrocarburos dentro de esta área contractual y para tales objetivos considera realizar la adquisición



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmica 3D, un estudio exploratorio y la perforación de un pozo exploratorio. Si pasamos a la siguiente lámina.

Tenemos el cronograma de actividades. Como podemos observar, consideran dos escenarios: un escenario base y un escenario incremental. Para el escenario base tienen consideradas las actividades de general, seguridad, salud y medio ambiente durante el resto del año 2022 y durante todo el periodo adicional de exploración. La actividad de geofísica, adquisición sísmica 3D peligros potenciales someros la consideran para nuevamente finalizar el año 2022 y durante todo el año 2023. Estudios exploratorios también están considerados durante todo el periodo adicional de exploración y la actividad de perforación de pozos tiene diferentes subtareas. La primera es la de preparación de áreas y vías de acceso que tienen manifestadas para el resto de 2022 y durante todo el 2023; de transporte marítimo de noviembre de 2023 a mayo de 2024; la actividad de servicios de soporte durante todo el 2022, 2023 y hasta mayo de 2024; los servicios de perforación de pozos a partir de enero de 2023 y hasta mayo de 2024, y suministro de materiales de octubre de 2023 a mayo de 2024. Las actividades dentro del escenario incremental están los estudios de pozo de septiembre de 2023 a abril de 2025 y las actividades de perforación de pozos para este escenario de junio de 2024 a agosto de 2024.

Tenemos que como resumen el escenario base, como ya mencioné, considera cuatro estudios geológicos de detalle, una interpretación sísmica, una evaluación de recursos prospectivos y un estudio de pozos. Estos consideran actividades que ya habían sido aprobadas en el plan vigente, además de la compra de datos sísmicos 3D y el licenciamiento de información de pozos. También una adquisición sísmica 3D de potenciales someros y la perforación de un prospecto. Como podemos observar en el mapa, la interpretación sísmica estaría realizándose en toda el área contractual y la actividad geofísica son los pequeños recuadros en color verde y naranja y el punto verde es el prospecto Ochkan.

Respecto al prospecto Ochkan del escenario base, tenemos que su trayectoria como podemos observar en la sección sísmica es de tipo vertical. Su objetivo geológico son las brechas terciarias del Cretácico Superior. Su tipo de trampa es cierre con fallas y soldadura a una profundidad de entre 4,890 y 5,100 metros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

verticales bajo el nivel del mar y el hidrocarburo esperado es aceite ligero.

Para el escenario incremental, tenemos un estudio exploratorio que es el estudio de pozos y dos actividades para la perforación de pozos. La primera es la profundización del prospecto Ochkan y la segunda es la perforación del prospecto Jefe. Ambos prospectos se pueden ubicar en el mapa, Ochkan de color verde y Jefe en color gris.

Como parte de los recursos de hidrocarburos, tenemos que los recursos totales a evaluar van en el orden de los 1,022 millones de barriles y de tener éxito podrían incorporarse para el escenario base 208.52 millones de barriles y para el escenario incremental 44 millones de barriles.

En la siguiente lámina tenemos unidades de trabajo. Las unidades de trabajo que se tenían programadas para el Programa Mínimo de Trabajo son 2,700 unidades de trabajo. Las unidades acreditadas hasta el momento por la Comisión son 2,771.9 unidades de trabajo y el compromiso que se tiene para este periodo adicional son las unidades de trabajo equivalentes a un pozo que son 36,100 unidades de trabajo. El cumplimiento al compromiso mínimo estaría sobrado incluso derivado de que, como podemos observar en la tabla, tenemos que para el escenario base contemplan 63,828 unidades de trabajo.

Como parte del Programa de Inversiones, tenemos que el operador considera una inversión de 126 millones de dólares aproximadamente para el escenario base considerando un pozo exploratorio. Y como podemos observar en la gráfica, tenemos que el 82.82% de esta inversión está destinada a la perforación de pozos. Para el escenario base más incremental, tienen considerado una inversión de aproximadamente 260 millones de dólares. Esto considerando la perforación de dos pozos, además de la actividad de profundización del prospecto Ochkan y en la gráfica tenemos que el 86.55% estaría destinado a la perforación de pozos.

Como parte de las conclusiones, tenemos que la ejecución del Plan de Exploración permitiría continuar con las actividades de evaluación del potencial petrolero e incorporación de recursos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prospectivos. Esto considerando los resultados derivados de los estudios exploratorios y la perforación del prospecto exploratorio del escenario base, así como cumplir con el compromiso adicional adquirido para el periodo adicional de exploración. Y finalmente se hace del conocimiento del operador que la presente aprobación no representa un pronunciamiento respecto de sus obligaciones estipuladas en la cláusula 7 del contrato.

Con todo lo que hemos presentado hasta el momento, tenemos que la modificación al Plan de Exploración se identifica viable y por tal motivo se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación a la modificación del Plan de Exploración asociado al contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017. Muchas gracias Comisionados, eso es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Daira Elizabeth Islas González por su presentación. Por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo cuatro comentarios. El primero es en la página 4. Está al noroeste de Ciudad del Carmen, no al noreste de Ciudad del Carmen.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Sí, disculpen.

COMISIONADO, DR. HECTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo La segunda es nosotros tenemos en la página 7 la perforación de pozos y vemos que está destinado a esta cosa 16 meses. Pero dónde está ahí la perforación del pozo. Vayanse al renglón de perforación de pozos al renglón 4 donde dice servicios de perforación de pozos y está casi todo. ¿En dónde está la perforación? Supongo hay otras actividades previas, estudios y todo lo demás, pero en dónde se espera la perforación del pozo, de dos pozos en realidad, uno en el escenario incremental y otro en el escenario base.

() 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Así es. Para el escenario incremental la perforación del pozo estaría entre junio y agosto de 2024. Eso es para el incremental, el cual se delimitaría en el color gris. Y para la perforación del prospecto Ochkan, efectivamente están considerando a partir de enero de 2023 comenzar con las actividades y continuarían a la perforación. No tenemos en este momento la fecha exacta de cuándo iniciarían la perforación de este prospecto, pero se la pasamos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Luego después si nosotros vemos la página 9 si le damos un zoom al pozo Ochkan se va a ver algo que parece como una ventana, como un side track. Ahí está, no sé si lo alcanzan a ver, una rayita roja. Entonces eso sería un side track, una ventana, no una profundización.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- No, no están considerando realizar ningún side track para este periodo adicional. Sería una profundización.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Entonces qué es la línea roja?

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Punteada. ¿Te refieres a la punteada?

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, una línea roja que sale. Bueno, pero otra vez, es una profundización, no un side track.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- No es side track, es una profundización.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y entonces lo que falta es que indiquen la profundización a qué profundidad va a ir.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Habían ellos comentado que podría ser hasta 800 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, eso es la profundización. Eso quiere decir que en la lámina 13 donde dice perforación de pozo es dos pozos más la profundización.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Así es, más la profundización.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y relacionado con eso, en el dictamen técnico en la tabla 4.3 del dictamen técnico en la parte de la profundización se contabilizan 61,800 unidades. Es como si hubieran hecho todo el pozo completo, no nada más la parte de profundización.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Así es. Ellos mandan, aunque esas sean las unidades de trabajo que tenían consideradas para la profundización, sin embargo, pues estaría a consideración de las actividades a ejecutar que esas sean aprobadas.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que no sonaría muy lógico, porque si vemos por ejemplo del lado izquierdo donde tienen el presupuesto, el Programa de Inversiones que tienen ahí, dice en el escenario base son 100 millones de dólares que es el pozo Ochkan y luego en la parte de escenario base e incremental otro pozo más la profundización. Entonces un cálculo así muy, muy aproximado te daría 100 millones para cada pozo y 25 para la profundización. Entonces a la hora en que calculas y presentan las unidades de profundización, tienen 60,000, que es demasiado. Entonces habría que checar las unidades. Ellos están cumpliendo, es más, con mucho. Pero a la hora en que presenten los planes, digamos programas anuales, de repente va a aparecer una cantidad diferente. Entonces nomás yo quisiera pedirles si pudieran checar la página 4.3 porque se están acreditando demasiadas unidades.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAIRA ELIZABETH ISLAS GONZÁLEZ.- Sí, lo vamos a considerar, muchas gracias. Y bueno, respecto a la perforación, nos indicaron ya tengo la fecha que fue a finales de 2023 que tienen considerado la perforación.

() - 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas
gracias. Pues reconocer la presentación muy clara ingeniera Daira,
pero también de todo el grupo, fundamentalmente también ahí
con el liderazgo de la doctora Alma América porque esto lo
sacaron muy rápido y bien. Entonces generalmente lo que hemos
planteado que una buena práctica es traer la modificación, pero
también traer el Programa de Trabajo y Presupuesto que
tendríamos ahorita el de 2022 pendiente. Como dije hace rato,
pues fue mucha labor en las últimas horas, los últimos días, pero
seguramente que lo vamos a tener, no sé, el próximo martes, de
2022. El 2023 también estaría pendiente en donde ya vendrían lo
de los pozos y también el costeo, que ahí tendremos que ver con
más detalles esto que está comentando el doctor Moreira.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Si ya lo
presentaron.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí,
seguramente lo deben de haber presentado, pero como hicieron
una modificación, pues no sé cómo esté el estatus, pero hay que
darle celeridad porque el planteamiento que tenemos de acuerdo
con lo que hemos comentado con el Comisionado Presidente es
de que debemos de tener todos los presupuestos en 2022 de 2023.
¿Verdad? En este diciembre. Muchas gracias, son mis
comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy
bien. Gracias ingeniera Daira Elizabeth. Si ya no existen más
observaciones, por favor Secretaría adelante.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Sí, gracias. Habiendo agotado el análisis del presente
asunto y con fundamento en los artículo 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por TotalEnergies EP México S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.001/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por TotalEnergies EP Mexico S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.88.001/2022

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; 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 TotalEnergies EP Mexico S.A. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

II.2 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Leticia Torres González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORRES GONZÁLEZ.- Muchas gracias doctora Ana Margarita. Buen día Comisionados, Comisionada. Vamos a iniciar con los detalles de este tema. En esta lámina presentamos el fundamento jurídico, el cual asiste para la resolución de estas solicitudes y en la imagen podemos observar que nuestra área contractual está en color rojo y además colinda con otros contratos y con asignaciones de exploración.

Respecto de la relación cronológica, tenemos que este trámite ingresó el 30 de septiembre. La Comisión emitió una prevención el 12 de octubre y además el operador solicitó una prórroga para atenderla. Finalmente, esta se atiende el 21 de octubre, se amplía el plazo en noviembre y a su vez se reciben dos alcances de información. Lo anterior para presentarla el día de hoy.

Respecto a ubicación y antecedentes, tenemos que esta área contractual se localiza en la provincia geológica Salina del Istmo frente al litoral del estado de Veracruz. Se encuentra en tirantes de agua que van desde los 0 hasta los 30 metros de profundidad. Este Plan de Exploración se ha modificado dos veces y el último se modificó el 25 de febrero del año 2021. Respecto al Programa de Trabajo y Presupuesto, estos se aprobaron el 21 de abril de 2022 y en la imagen colocamos las actividades o parte de las actividades que se realizaron. Entre estas, está que perforaron el pozo Tolteca-1EXP; el pozo Xaxamani-2EXP y también perforaron dos pozos delimitadores. Actualmente la Comisión se encuentra en la etapa de resolver el informe de evaluación para el descubrimiento que presentaron.

Del Programa Mínimo de Trabajo tenemos que el contrato establece 752 unidades de trabajo y también establece un incremento por 42,000 unidades de trabajo. Aquí es importante mencionar que la Comisión ya le acreditó al operador 47,920



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unidades de trabajo. Por lo tanto, ya cumplió con sus compromisos. El periodo inicial de exploración concluye en mayo de 2023. Por lo tanto, este es otro de los contratos que entra a su etapa final de exploración. El cronograma de actividades está integrado por las siguientes subactividades petroleras: general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos y seguridad, salud y medio ambiente.

Como podemos observar, ya está por concluir tanto sus interpretaciones estructurales y estratigráficas con la sísmica que adquirió, porque aquí el operador adquirió sísmica, y también con la información de sus pozos. También está por concluir el estudio bioestratigráfico y también va a concluir un nuevo portafolio de prospectos que está visualizando adicionales a los que obviamente perforó. Y también está por concluir sus estudios de impacto ambiental. Entonces nuestro cronograma queda hasta el 31 de mayo del año 2023. El presupuesto sujeto a aprobación es por 0.45 millones de dólares y este lo integra general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos y seguridad, salud y medio ambiente.

Como conclusiones tenemos que el Programa de Trabajo y el Presupuesto presentado son congruentes respecto del Plan de Exploración aprobado y además son consistentes con los requisitos del contrato y se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional. Derivado de lo anterior, se propone al Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto para este contrato. Gracias, es cuanto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, muchas gracias Ingeniera por su presentación. Por favor Comisionada

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Solamente aquí sería, o sea, la presentación está correcta y muy bien. Si tenemos alguna noticia de parte del operador en cuanto a que sí va a tener algún tipo de periodo adicional en el área.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORRES GONZÁLEZ.- Aún no doctora, aún no se ha manifestado.

(1) 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y pues entonces recordarle al operador que tiene 60 días antes de que venza el periodo inicial para poder tener su periodo adicional. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario, muy claro, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Yo nada más tengo una duda en la lámina 5. En un renglón se dice que no se tienen unidades de trabajo acreditadas y en el siguiente renglón dice que ya tenemos 47,920.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORRES GONZÁLEZ.- No, sí, ya están acreditadas. Eso es un error ahí de la lámina. Pero sí, esas unidades acreditadas fueron desde 2021.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Ah, entiendo, está bien. Gracias ingeniera Leticia Torres González. Secretaria, por favor adelante con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Claro que sí. Pongo a su consideración dos acuerdos. El primero referente con el Programa de Trabajo y el segundo referente al Presupuesto.

En lo que respecta al Programa de Trabajo y 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 Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.



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.88.002/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

ACUERDO CNH.E.88.002/2022

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, 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 Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- El segundo acuerdo referente al presupuesto se pone a consideración que 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 Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018 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.88.003/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

ACUERDO CNH.E.88.003/2022

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 Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

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-AS-CS-14/2018.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Miriam Santillán Benítez, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIRIAM SANTILLÁN BENÍTEZ.- Muchas gracias Secretaria. Buenos días Comisionada, Comisionados. A continuación, daré los detalles del Programa de Trabajo y Presupuesto ya referidos. En esta lámina podemos observar el fundamento jurídico que sustenta la opinión técnica de este trámite y del lado izquierdo tenemos el mapa. En color morado ubicamos el área contractual referente a este Programa de Trabajo y Presupuesto. Hacia el Noreste colinda con algunos contratos y hacia el Sureste colinda con asignaciones de exploración.

Esta es la relación cronológica del trámite. El operador ingresó su solicitud el 30 de septiembre. Se le previno en octubre. Solicitaron una prórroga para atención, atendiendo así a finales del mismo mes. Se amplió el plazo para resolver y hace dos días todavía recibimos algún alcance de información para este tema. Y bueno, estamos el día de hoy aquí presentando. En cuanto a la ubicación, este contrato se localiza en aguas someras aproximadamente a 20 kilómetros al norte de la costa del estado de Tabasco. Se sitúa en la provincia petrolera Cuencas del Sureste y su superficie es un poco mayor a los 500 kilómetros cuadrados. Sus tirantes de agua oscilan entre 35 y 150 metros. Bueno, es un contrato en la modalidad de producción compartida y su plan aprobado, bueno, se aprobó por esta Comisión en el año 2019. Posteriormente se modificó en este año en el mes de mayo.

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo en términos de unidades tenemos que el PMT es de 1,420. El incremento es de 84,000 unidades de trabajo, dando así un total de 85,420 UT. A la fecha el contratista no cuenta con unidades acreditadas. No obstante, pues la Comisión se encuentra en proceso de acreditación de hasta 8,493 UT. Esto de acuerdo con los requisitos del contrato.

Este es el cronograma de actividades. Como podemos ver, se tienen cinco subactividades, que son general, geofísica, geología y perforación de pozos y las correspondientes a seguridad, salud y medio ambiente. Como podemos ver, para general estas abarcan prácticamente todo el ejercicio de enero hasta octubre del año 2023. En cuanto a las tareas de geofísica las tenemos en el primer trimestre de este año 2023. En cuanto a los estudios geológicos de detalle que son maduración prospectiva, este sería durante el

() . 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ejercicio 2023 y los estudios de pozos post mortem serían hasta el mes de junio. En cuanto a la perforación, se tiene la perforación del prospecto Kan, la cual estaría finalizando en el mes de abril. Y en el escenario incremental, una disculpa, los colores en verde representan el escenario base. El color en azul representa el escenario incremental y éste trata del side track en el pozo Kan. Posteriormente se perforaría el pozo Ix en el primer cuatrimestre del año 2023 y en cuanto a los estudios de seguridad se desarrollarían desde enero hasta octubre del mismo año.

En cuanto al presupuesto para el año 2023, se tiene que en el escenario base se tiene un presupuesto de 33 millones de dólares y si consideramos este escenario más el incremental el presupuesto sería de 73 millones de dólares. Para ambos casos, la perforación tiene el mayor porcentaje de este presupuesto.

Como conclusiones tenemos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 que ha presentado el operador son congruentes respecto al Plan de Exploración aprobado y consistentes con los requisitos del contrato. Asimismo, estos se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional, mientras que los montos establecidos para dichas actividades son adecuados en los términos de las referencias construidas con la mejor información disponible.

Es por lo anterior que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 referente al Plan de Exploración del contrato ya mencionado se identifican técnicamente factibles derivado de que cumplen con las cláusulas del contrato, así como lo establecido en los lineamientos. Por lo que se somete a consideración de este Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2023. Eso es todo por mi parte, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniera Miriam Santillán Benítez. Por favor, Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 6 por favor. Si vemos nosotros el renglón de donde aparece la perforación y adquisición de información del pozo Kan, está en enero y es el incremental. ¿Sí? En cambio, el pozo del escenario base está de enero a abril. Generalmente es al revés. O sea, ¿por qué empezaron por el incremental?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIRIAM SANTILLÁN BENÍTEZ.- Sí. El pozo Kan ya empezó a perforar en este mes. Las actividades restantes hasta abril se refieren a toma de información. Entonces en enero todavía estaría la perforación y de ahí definirían si van hacia el side track o no.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, ya, ya. En realidad, debería estar el renglón arriba.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIRIAM SANTILLÁN BENÍTEZ.- Sí. Quizá hubiera valido la pena poner una aclaración, que en el 2022 ya había iniciado la perforación de Kan.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- De Kan, ok. Muchas gracias.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Al haberse agotado las observaciones y preguntas, por favor adelante Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Pongo a su consideración dos acuerdos. El primero referente al Programa de Trabajo y el segundo al Presupuesto. En referencia al Programa de Trabajo y 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentado por Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.004/2022

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-AS-CS-14/2018.

ACUERDO CNH.E.88.004/2022

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 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-AS-CS-14/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECEM.- Referente al Presupuesto y con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone el siguiente acuerdo. 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-AS-CS-14/2018. 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.88.005/2022

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-AS-CS-14/2018.

ACUERDO CNH.E.88.005/2022

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 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-AS-CS-14/2018.

II.4 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Héctor Martínez Lima, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Buen día Comisionada, Comisionados. Pues les voy a dar los detalles del Programa de Trabajo ya referido por la Secretaria Ejecutiva. Se trata de un contrato de Pemex de la ronda 3.1. En esta lámina podemos ver la ubicación de esta área contractual. Vemos que está circundada por diversos contratos de las rondas 2.1 y 3.1 y también hacia el Sur hay una asignación de Pemex correspondiente al proyecto Uchukil.

Este es el proceso de este trámite. Nosotros recibimos la solicitud por parte de Pemex el 30 de septiembre. Emitimos una prevención el 11 de octubre. Nos solicitaron una prórroga, misma que fue otorgada y finalmente se atendió la prevención el 27 de octubre. Para esto Pemex presentó un par de alcances de información, lo que nos obligó a ampliar el plazo para resolver este trámite y pues finalmente llegamos hasta el día de hoy para presentar el desahogo del mismo. En una ubicación más geológica-geográfica, tenemos que esta área contractual se ubica frente a las costas de Tabasco y Veracruz aproximadamente a 39 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos en las Cuencas del Sureste y dentro de la provincia geológica de la cuenca Salina del Istmo. Esta área tiene una superficie de 470 kilómetros cuadrados y sus tirantes de agua van de 50 a 150 metros.

Como antecedentes de este contrato, el Plan de Exploración se aprobó en septiembre de 2019. Posteriormente se hizo una modificación al mismo en abril de este mismo año. El último Programa de Trabajo y Presupuesto aprobado fue en junio de 2022 y también como dato importante tenemos que al amparo de este Plan de Exploración ya se perforó un pozo. Bueno, se está perforando. Recibimos la notificación por parte de Pemex de que iniciaban en agosto y actualmente el pozo Xale-1 se encuentra en perforación.

Respecto al cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo tenemos que el Programa Mínimo de Trabajo comprometido era de 1,276. En este caso Pemex ofreció como incremento perforar dos pozos que equivalen a 84,000, para hacer un total de 85,276 unidades de trabajo. En este caso también es importante señalar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que a la fecha Pemex no ha solicitado acreditación de unidades de trabajo. No obstante, con el pozo que se mencionó que actualmente se encuentra en perforación y dos más que se tienen programados para perforarse en 2023 se estaría dando cumplimiento a ese Programa Mínimo de Trabajo. El periodo inicial de exploración es de 4 años a partir de septiembre de 2019. Es decir, estaría concluyendo a finales de septiembre de 2023. Y en este caso Pemex no cuenta con la extensión del tiempo que otorgaban los acuerdos derivados de la emergencia por COVID-19.

Este es el cronograma de actividades, pero antes de entrar al detalle del Programa de Trabajo para 2023 me gustaría comentar el cronograma que pusimos en la parte superior, el cual es un extracto del Plan de Exploración que tiene aprobado Pemex para este plan. Tenemos únicamente el rubro de perforación de pozos en la parte superior y decidimos dejarlo para que quede un poco más clara la secuencia que trae la perforación. Vemos que para el año 2022 se tenía comprometida la perforación del pozo Xale que actualmente se está perforando y por otra parte empezaría a perforarse el pozo Binak. La mayor parte de este pozo estaría en 2022 y solamente hacia principios de 2023 se estaría terminando, lo cual no ha sucedido y Pemex difirió el inicio de esta perforación para iniciarlo en abril de 2023. Por lo cual vamos a ver en la lámina siguiente reflejadas las inversiones de este pozo en 2023. Si regresamos por favor al cronograma,

Vemos que también para 2023 estaba comprometida la perforación de dos pozos. Esto al amparo de un escenario incremental. Y por otra parte Pemex en este Programa de Trabajo que nos trajo a consideración nos menciona que ya elimina, se desiste de perforar por lo menos en 2023 el pozo Tlale. Entonces como resumen Pemex se estaría quedando con los dos pozos de las barras verdes del escenario base y con el primer pozo del escenario incremental que es Masam-1. Entonces los rubros que traen este Programa de Trabajo son para las subactividades de general, geología, otras Ingenierías, la perforación de pozos y seguridad, salud y medio ambiente. En el caso de perforación de pozos, pues como se mencionó, se perforarían en 2023 el pozo BinaK-1 del escenario base y el Masam-1EXP del escenario incremental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces ahora sí, si vemos las inversiones. Vemos que se refleja una variación importante para el rubro de perforación de pozos. En el escenario base A se tenía programado para 2023 7.32 millones de dólares y ahora el presupuesto sujeto a aprobación es de 46.9. La razón, como se mencionó, es que el pozo en lugar de perforarse en 2022 se estaría perforando en 2023. Y también para el caso del escenario incremental, el pozo Masam-1 sería el único que se estaría perforando en 2023, cuando en el cronograma que vimos en la lámina anterior vemos que traían dos pozos en ese escenario incremental. Entonces esa es la razón por la cual hay una variación importante en el presupuesto para 2023. Y si vemos finalmente en la suma de los escenarios A y B en el renglón de hasta abajo podemos ver que al final en resumen la variación es mínima, considerando las inversiones del plan vigente que eran de 86 millones de dólares y ahora son 87 millones de dólares. En la gráfica de la derecha podemos ver, como siempre sucede, que la perforación de pozos es la que absorbe la mayor parte de la inversión. En este caso es del 97% y únicamente el 3% restante se distribuye en el resto de las subactividades de este Programa de Trabajo.

Como conclusiones tenemos que con el análisis que realizamos identificamos que este Programa de Trabajo es congruente respecto al Plan de Exploración aprobado. Las actividades contribuyen a alcanzar los objetivos del plan. El presupuesto es congruente con el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo y los costos presentados permitirán llevar a cabo actividades de ese Programa de Trabajo. Asimismo, son consistentes con los requisitos del contrato. Estas actividades se alinean a las mejores prácticas. Y finalmente con el análisis que realizamos, concluimos que este Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 para el contrato ya referido se identifican técnicamente adecuados. Por lo que sometemos la aprobación de este Programa de Trabajo a este Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Ingeniero Héctor Martínez Lima. Tiene la palabra la Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Aquí nada más me quedó una pequeña duda. Es en el sentido, o sea, lo que entiendo es de que digamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el escenario base lo único que hizo fue recorrer en tiempo en el calendario su actividad. O sea, en lugar de haberlo hecho en este año, lo van a hacer el próximo año y del escenario incremental ya no van a hacer un pozo que tenían considerado. O sea, de dos van a hacer uno.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Es correcto doctora.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mi pregunta va en el sentido de las unidades de trabajo. Las unidades de trabajo, o sea, si se cumplen para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo más el incremental, o sea, con el escenario base.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí doctora, sí se cumplen. En este caso el incremento que ofreció Pemex era el equivalente a dos pozos que son 84,000. Entonces finalmente sí perforarían dos pozos al amparo del escenario base y además uno del escenario incremental. Por lo cual, estaría sobrado en el cumplimiento de esas unidades de trabajo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, muchas gracias. Es todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Alma. Adelante Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nada más una pregunta. ¿El pozo Tlale lo están posponiendo o lo están cancelando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Por el momento lo cancelaron. Se le preguntó a Pemex en la prevención y lo único que nos contestó es que para este Programa de Trabajo ya no lo consideran, pero deja abierta la posibilidad de que en un periodo adicional pudiera ser perforado.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Adelante.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Me quedó otra duda.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, claro adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero entonces no tendría que de alguna u otra manera hacer una modificación de su Plan de Exploración?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Estamos poniendo una nota doctora en la opinión técnica, donde se refiere de que dadas las variaciones que existen en este Programa de Trabajo que presentó Pemex respecto a lo que tenían aprobado, en uno de los supuestos del artículo 41 que refiere la modificación de planes.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Entonces sí tendrán que hacer su modificación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí, se está haciendo el señalamiento.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, muchísimas gracias.

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

SECRETARÍA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Claro que sí. Tenemos en este asunto también dos acuerdos. Uno referente al Programa de Trabajo y otro referente al Presupuesto. Referente al Programa de Trabajo y 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Trabajo 2023 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.006/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.

ACUERDO CNH.E.88.006/2022

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 Programa de Trabajo 2023 presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHÉM.- Respecto al segundo acuerdo referente al presupuesto, con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone el siguiente acuerdo. El Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo y si su voto es a favor agradeceré manifestarlo levantando su mano-."

0.9



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.88.007/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.

ACUERDO CNH.E.88.007/2022

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, 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 Pemex Exploración y Producción, respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-13/2018.

II.5 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tentok-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Iván Jesús Pérez López, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ- Comisionada, Comisionados, buenos días compañeros de la Comisión. El día de hoy traemos a su consideración y para su información datos relacionados con la autorización para la perforación del pozo exploratorio Tentok-1EXP del operador Petrolero Pemex Exploración y Producción. En esta lámina podemos observar del lado izquierdo el fundamento jurídico que sustenta esta autorización y del lado derecho el mapa de ubicación del pozo exploratorio Tentok-1EXP, el cual se encuentra al norte de la asignación AE-0153-M-Uchukil. En la siguiente lámina por favor podemos observar la línea de tiempo para la autorización de este pozo, el cual esta solicitud ingresó el 17 de octubre y el día de hoy traemos a su consideración.

Como datos generales tenemos que ya se mencionó que está en el área de asignación AE-0153-M-Uchukil en el escenario base del Plan de Exploración. Tiene como objetivo geológico el Plioceno Superior y se espera un hidrocarburo de tipo aceite ligero. La trayectoria del pozo son dos trayectorias y ambas son direccionales tipo "J". Este pozo iniciaría la perforación el 14 de enero de 2023 y concluiría con la ventana el 27 de abril de 2023. Se tiene 115 días para las actividades de este pozo. El equipo a utilizar es el CME-1 de 3,000 HP, el cual satisface las necesidades de perforación de hasta 9,144 metros. Los recursos prospectivos a la media con riesgo para este pozo son 18 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 33%.

En la siguiente lámina podemos observar lo que es las trayectorias del pozo y del lado izquierdo en el color que se resalta más es la trayectoria principal y en color azul podemos ver lo que es la ventana. Para este pozo se estima una trampa de tipo combinada con predominio estructural, la cual está definida por un homoclinal afallado con lineamiento preferencial Suroeste-Noreste y cierre contra fallas normales al Norte, mientras que en sus otras direcciones presenta cierre natural.

En la siguiente lámina podemos observar lo que es el diseño del pozo y la ventana operativa. Del lado izquierdo lo que es la trayectoria principal que podemos ver va a una parte más somera y de lado derecho podemos ver lo que es la ventana. Para ambas trayectorias se tiene un arreglo de una tubería de revestimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de 20", una de 13 3/8" y una de 9 7/8". En el caso de la ventana es el mismo arreglo, pero concluiría con un agujero descubierto. Para ambas trayectorias se tiene un liner de contingencia de 7 5/8". Este diseño pues se basa en las curvas que podemos ahí ver del modelo geomecánico, la cual es presión de poro, el esfuerzo de pérdida, gradiente de fractura, presión de colapso y el gradiente de sobrecarga.

Por último, podemos observar que son las consideraciones para este pozo que, como ya sabemos, se encuentra en el Plan de Exploración que fue aprobado el 17 de octubre de 2022. Los objetivos se encuentran en el Plioceno Superior y cuenta con el liner de contingencia que ya habíamos mencionado. Es por eso que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tentok-1EXP dado que no se observan elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normatividad aplicable en la materia que limiten o impidan su ejecución. Por mi parte es todo, quedo atento a sus comentarios Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniero Iván Jesús Pérez López. Tiene la palabra la Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Si tengo un par de dudas. El primero ingeniero Pérez es están considerando lo que es el pozo principal y su trayectoria en el mismo objetivo, o sea, desde el punto de vista geológico. Aquí nada más pusieron si nos vamos a la lámina la 4. Nada más están poniendo la probabilidad de éxito creo que es de uno de los objetivos. Es el más bajo que es el 32%, porque en el plan tenían dos objetivos, uno 57% y otro 32%. En el objetivo principal, digamos en el vertical, tenían 57% y en el side track tenían 32%. O si me pueden explicar por qué nada más dejaron 32%.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Consideramos normalmente al momento de solicitar las aclaraciones una explicación a esto, entonces nos dicen que es un consolidado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, pusieron el de menor. Pero más allá de esto, entonces pusieron el menor. Y la pregunta que tenía es en el pozo vertical van a hacer el agujero. Bueno, lo van a entubar como nos lo comentaste y en el side track dice que va a ser agujero descubierto. ¿Por qué esa diferencia?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Bueno, lo que se preguntó fue más bien fue aquí en dónde se iba a realizar la prueba de producción. Solo se haría en el primer agujero y en el segundo solo se haría por medio de toma de información de registros doctora. Entonces en el segundo agujero no consideran hacer pruebas de presión-producción, nada más consideran tomar la prueba de presión y ese es el diseño que mandó el operador.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Podemos ir a la lámina 5 por favor. En esta lámina si nos vamos. O sea, se supone que están considerando un solo yacimiento. Si nos vamos a lo que es el pozo, hay una falla que está de por medio. Entonces aparentemente pues hay dos yacimientos o un yacimiento dividido en dos por una falla. En caso de que sean exitosos, ¿se considera que la falla es sellante?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- No tenemos esa información doctora. Lo que sí preguntamos es que el operador sí considera que son dos bloques, porque a parte de la falla hay un salto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un salto bastante grande.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Bastante grande, de 200 metros aproximadamente.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces la pregunta que hago siempre es al final de cuentas si fueran exitosos, que deseamos que sean los dos, ¿cuál pozo sería el exploratorio? ¿Y el otro es delimitador o cómo lo considerarían?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- El operador considera que son yacimientos y bloques diferentes.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, entonces son independientes.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Independientes y mandarían una...

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces no hay comunicación entre ellos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- No hay comunicación entre ellos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Entonces, perdón, mandarían el aviso en su caso de descubrimiento para cada uno de los bloques.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para cada uno de los bloques y tendrían que identificar el side track independiente del otro. Nada más para posterior. Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ninguna pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchísimas gracias. Adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Desearles éxito. Realmente traemos ahí una posibilidad de aceite ligero, lo cual es muy importante para tener un balance adecuado para todo el petróleo que produce Pemex Exploración y Producción y que también es muy útil para las cuestiones de refinación que requieren una dieta específica. Entonces mucho éxito con este tipo de exploraciones que traen como objetivo aceite ligero. Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Claro, gracias. Coincido y pues mucha atención al avance de este pozo en esta zona, que cumplan su Programa de Trabajo los de PEP por supuesto. Gracias ingeniero Iván Pérez López. Por favor, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario. Nos acaban de decir que no hay contacto entre los dos. En realidad, es como si fueran dos áreas diferentes, como si fueran dos pozos diferentes que van a tener cada uno sus recursos y su posibilidad separada. ¿Entonces no deberíamos tratarlos como si fueran dos pozos?

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un pozo es el Tentok-1 y otro es el side track y tienen dos probabilidades de éxito. Uno es el 32%, que es el side track y el otro que tiene más probabilidad de éxito, que es el 56% que es el Tentok, el principal. No se consolida. O sea, bueno, yo nada más les digo que no puede consolidarse.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- De acuerdo doctora.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es más una cuestión de definición, no altera nada. Sencillamente para poder ir evaluando el éxito de los pozos, porque en realidad son dos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Sí, gracias doctora.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Al no haber más observaciones ni preguntas respecto a este tema, por favor Anita adelante con la votación del acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tentok-1EXP. Comisionados, se somete a su

A.F



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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.88.008/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tentok-1EXP.

ACUERDO CNH.E.88.008/2022

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

II.6 Solicitud de autorización presentada por PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. para la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dió la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Gracias. Comisionada, buenos días, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente, traemos a su consideración la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1. Este pozo es del operador PC Carigali.

En esta lámina podemos ver lo que es la ubicación de este pozo, el cual se encuentra en aguas profundas del Golfo de México dentro de la provincia geológica denominada Cuenca Salina. Esto es un tirante de agua de aproximadamente 1,358 metros y hay pozos análogos. El Tamha-1 a 53.4 kilómetros. Yoka-1 a 69.6 kilómetros y Yaxchilán Este a 74 kilómetros. Este pozo Yaxchilán perforado por el mismo operador.

En esta lámina tenemos lo que es la línea de tiempo de esta solicitud de autorización, la cual fue presentada el 4 de octubre. El operador documentó en tiempo y forma alcance a esa información a la solicitud el 21 de octubre y 31 de este mismo año y el día de hoy traemos este asunto a su consideración.

Como datos generales, ya lo comentamos es un pozo de aguas profundas. Los objetivos se encuentran dentro del Mioceno Inferior, Eoceno Superior y Eoceno Inferior. Se espera encontrar un aceite de aproximadamente 25° a 38° API. El pozo considera una trayectoria. Esta es direccional en tipo "S" y se busca alcanzar una profundidad total de 3,753 metros verticales bajo la mesa rotaria o 3,759 metros desarrollados. El programa calendarizado que documentó el operador iniciaría el 15 de diciembre de este año y las actividades de perforación irían al 2 de febrero ya del siguiente año. En esta perforación únicamente se tiene contemplado la toma de información. No se tiene prueba de producción programada, por lo que se procedería al abandono definitivo del pozo. Esto del 2 de febrero al 6 de febrero ya del siguiente año.

Se seleccionó para esta perforación el barco perforador para aguas profundas Noble Globetrotter-1. Este satisface necesidades de perforación hasta 12,192 metros. Está diseñada para perforar en tirantes de agua de hasta 3,048 metros y está dotada de preventores y conexiones superficiales de control para 15,000 psi. En este caso los recursos prospectivos a la media considerando el riesgo se tienen divididos para el Mioceno 14 millones de barriles



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de petróleo crudo equivalente y en el Eoceno 18 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La probabilidad de éxito que se documentó es el 15% y 17% respectivamente.

En la siguiente lámina veremos lo que es la descripción de la trampa, que estructuralmente el prospecto contiene una trampa que limita al norte con una falla geológica inversa. La estructura se cree que se encuentra a nivel regional en los plays del Mioceno y del Eoceno. Esto dentro de un ambiente deltaico. Como podemos ver, bueno, la trayectoria se alcanza a ver del pozo en el color negro. Se alcanza a ver esa trayectoria tipo "S". El primer objetivo el Mioceno Superior se buscaría perforarlo de forma vertical y ya para los objetivos del Eoceno sería mediante la trayectoria en tipo "S". Del lado derecho tenemos lo que es los mapas estructurales de cada uno de estos objetivos en Mioceno Superior y dentro del Eoceno.

En la siguiente lámina tenemos lo que es el diseño ya del pozo como tal. Vemos que es un pozo programado a ser perforado en su escenario normal en cuatro etapas. Ya que es de aguas profundas, sería la primera etapa con el conductor de 36", el cual iría perforado con el agua de mar y bombeos de lodo. Posteriormente la tubería de revestimiento de 22", que también sería perforada con lodos base agua. Posteriormente se asentarian lo que son los preventores y las conexiones superficiales de control y ya se perforaría con lodo base aceite sintético a partir de la etapa de 18" y 14". Para la perforación de este pozo se tiene contemplado en caso de ser requerido dos escenarios de contingencia. Uno con una tubería de 11 3/4" y la siguiente tubería de 9 5/8" para poder concluir la perforación en agujero de 8 1/2" y poder tomar la información que se tiene programada para este pozo. La toma de información consiste en el corte de núcleos de pared y la toma de muestras de puntos de presión y muestras de fluido de yacimiento.

Como podemos ver en la parte central, se encuentra con una ventana operativa estrecha dada su naturaleza de pozo de aguas profundas. Sin embargo, la densidad de lodo que se tiene programada para la perforación pues se encuentra con una ventana operativa a la cual se puede perforar. Vemos ahí que la rampa de presión o la alta presión del pozo es dentro del Eoceno. Sin embargo, pues se tienen las medidas de mitigación. Se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alcanzaría una máxima presión de 8,000 psi y los preventores con los que cuenta la plataforma pues son suficientes para la perforación de este pozo. También en la parte de la izquierda podemos ver las arenas objetivo que tiene estimado el operador encontrar, que serían tres arenas dentro del Mioceno Inferior y cuatro arenas dentro de lo que es la formación Eoceno.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que ya son las consideraciones finales para la perforación de este pozo. Este se encuentra contemplado en la modificación al Plan de Exploración aprobada por esta Comisión. Como lo comentamos, el objetivo del pozo es conocer la estructura estratigráfica, confirmar la presencia de un sistema petrolero y demostrar la presencia de hidrocarburos. Ya comentamos que se cuenta con medidas de mitigación y etapas de contingencia. Lo que se espera es pudiera ser pérdidas parciales en las zonas de arenas. Sin embargo, el operador cuenta con un programa de carbonatos o medidas de mitigación de riesgos para las pérdidas.

En este sentido, la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlícue-1EXP. Quedo a sus órdenes Comisionados por alguna pregunta o comentario. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Ingeniero Israel Hernández Pérez. Adelante Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues solamente un comentario y es que este tipo de pozos en aguas profundas de veras son áreas frontera y son pozos que permitirían, como lo dicen las consideraciones finales, permitirían comprobar la existencia de nuevos plays digamos en áreas de aguas profundas y ojalá, ahora sí me voy a adelantar al doctor Néstor Martínez, que tenga mucho éxito porque esto abre de verdad nuevas áreas en aguas profundas en lo que son las Cuencas Salinas de aguas profundas. Creo que eso sería todo.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La página 4. Profundidad total y luego el equipo de perforación. Cuando hablo de profundidad total, ¿estoy hablando de la longitud? Porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SECRETARÍA DE ENERGÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA

abajo dice máximo tirante de agua es 3,048 y arriba dice 3,753. Entonces como que excede la profundidad máxima. A menos de que abajo estemos hablando de profundidad y arriba estemos hablando de longitud. Puede ser así con una profundidad menor, pero con una longitud mayor. No sé si me explique.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, bueno. En una profundidad la que refiere de 3,048 se refiere a una especificación técnica de máximo tirante de agua. O sea, el barco perforador podría perforar hasta un tirante de agua equivalente a esta profundidad. En este caso, la perforación de este pozo se encuentra en un tirante de 1,343 metros. Ahora, la profundidad total del pozo, como lo refiere, es 3,753 metros verticales bajo la mesa rotaria. En este caso se está tomando la referencia del punto cero como la mesa rotaria del piso de perforación. Ahora, ahí empezaría a contar de la mesa rotaria hasta el fondo la profundidad total del pozo serían los 3,753 y esta profundidad tomaría en cuenta lo que es el tirante de agua, los 1,343 metros, más la perforación del pozo por debajo del lecho marino hasta los 3,753 metros verticales.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, ya se me aclaró, muchas gracias. Y tengo otro comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Al ver nosotros lo que se autorizó, aparece este pozo Coatlicue, pero con otro nombre que se llama Hermosa. ¿Estamos hablando del mismo pozo o estamos hablando de un cambio de lugar?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Es el mismo pozo. De hecho, se consideró en el alcance de información por parte del operador. En el Plan de Exploración inicial venía documentado con el nombre de Hermosa. Incluso, antes del nombre Hermosa tuvo otro nombre denominado como Huracán, pero dadas las condiciones del anexo 3 de los Lineamientos de Perforación de Pozos donde especifica el origen de los nombres, se le pidió al operador que lo modificara. Pero técnicamente o respecto al objetivo geológico, el prospecto Hermosa es el prospecto Coatlicue.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, lo que se aprobó es exactamente lo mismo con otro nombre. Ok, gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues repetir el que el éxito de los operadores es nuestro éxito. Obviamente pues si ya desearon, pues les deseamos otra vez, verdad. Y, por otro lado, el problema no es el barco para la cuestión del tirante de agua. El barco tiene posicionamiento dinámico, no trae ningún problema. El problema técnico es el riser que viene desde el pozo hasta la profundidad que tiene que estar atirantado y eso pues da esa limitación, 3,048 metros es super sobrado para todo lo que tenemos en el golfo de México. No sé cuál sea la profundidad máxima que tenemos de tirante, pero creo que andamos del orden de 2,000 metros, 2,500. O sea, 3,500 es un barco, digo, máximo tirante de 3,048 es un barco sobradísimo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, muy bien. Pues entonces continuamos con la votación del acuerdo por favor Secretaría.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.88.009/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1EXP.

ACUERDO CNH.E.88.009/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a PC Carigali Mexico Operations S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Coatlicue-1EXP.

II.7 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Amistli-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Muchas gracias, buenos días a todos. En esta ocasión les voy a presentar esta solicitud de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Amistli-1EXP que significa foca y es de origen náhuatl la palabra del operador petrolero Pemex Exploración y Producción, que en este caso señalar que a diferencia de lo que la mayor parte del tiempo es un asignatario, en este caso es un contratista.

El fundamento jurídico es con el que se autorizan siempre los pozos. Lo vamos a omitir. A la derecha pueden ver el mapa de ubicación de este pozo Amistli-1EXP, en donde está esa área contractual a la que pertenece este pozo. Los pozos de correlación principales es el Calipso-1, el Puskon-1, el Triton-1 y el Morsa-10.

Esta es la línea de tiempo de esta autorización de este pozo Amistli-1EXP. Señalar como punto relevante que ingresó el 15 de agosto, pero fue necesario suspender el procedimiento dado que el operador solicitó una prórroga de su periodo inicial de exploración para precisamente poder perforar el pozo. Como no entraba dentro de los plazos, nosotros no podíamos seguir con el procedimiento. De ahí fue que se suspendió. Se levantó esa suspensión el 24 de octubre y ya el día de hoy estamos aquí para presentar el pozo.

Los datos generales de este pozo. Pertenece al contrato CNH-R02-L01-A2.TM/2017, que es de producción compartida. El pozo se clasifica como 102 como un pozo exploratorio en nuevo campo en el escenario base del Plan de Exploración aprobado y se va a perforar en un tirante de agua de 90 metros. El objetivo geológico del pozo es el Jurásico Superior Kimmeridgiano a 5,338 metros verticales bajo mesa rotaria y 5,585 metros verticales bajo mesa rotaria su base. El hidrocarburo esperado es aceite ligero de 43° API. La profundidad total del pozo es de 5,585 metros verticales, 5,641 metros desarrollados y se espera que inicie el 9 de diciembre de este año la perforación con 114 días y la terminación el 2 de abril con 32 días. La plataforma la pueden ver a la derecha en la imagen. Es la plataforma autoelevable Tabasco de 4,000 caballos de potencia, que tiene todas las capacidades para poder perforar este pozo de manera segura. Los recursos prospectivos a la media con riesgo es de 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico del 24%.

La trampa a la que se va a perforar este pozo es de tipo combinada. En la sección sísmica podemos ver la trayectoria del pozo. Es un

7.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozo tipo "J". En el color verde está marcada la trayectoria y a la derecha está el mapa estructural del Jurásico y más a la derecha en el recuadro tenemos los datos direccionales de este pozo.

En cuanto al diseño del pozo y su modelo geomecánico representado en la ventana operativa, decir que se va a perforar en seis etapas el pozo y para esto se diseñaron las tuberías de revestimiento con la capacidad suficiente para poder soportar todos los esfuerzos a los que van a estar sometidos durante las operaciones, generando también los asentamientos con respecto al modelo geomecánico de la ventana operativa. Las sargas direccionales con las que se va a perforar están equipadas con motor rotatorio y barrenas tricónicas para etapas superficiales, mientras que para las más profundas se va a utilizar PDC y estas son ventajas operativas que se van a tener durante la perforación. Del mismo modo, los fluidos de perforación fueron diseñados conforme al modelo geomecánico para poder manejar presiones de formación, mantener la estabilidad del agujero y evitar derrumbes y evitar que se colapse, hacer la limpieza del agujero y así también poder transmitir potencia hidráulica a las herramientas direccionales de perforación, de toma de información también.

En la ventana operativa vemos que hay una zona bastante profunda de presiones anormales la que está marcada en color rojo, y para eso van a utilizar la tubería de 14" y la tubería de 10 1/8" para poder atravesar esa zona de presiones anormales. Adicionalmente tenemos un liner de contingencia de 11 7/8". Después tendríamos un liner de 5 1/2" y de ser necesario que no se pudiera alcanzar la profundidad objetivo, se dejaría un agujero descubierto de 4 1/2".

Ya como consideraciones finales, la perforación de este pozo en aguas someras Amistli-1EXP está contemplado en el escenario base del Plan de Exploración vigente y que fue aprobado por la Comisión en su momento. En el diseño de las tuberías, se consideraron tuberías de revestimiento de grado TAC-140 que son especiales para altas presiones y también TRC-110 que están diseñadas, que están fabricadas para situaciones de corrosión. En este caso se espera la presencia de CO₂ durante la perforación y la vida útil del pozo y esa tubería TRC-110 va a servir para ese propósito. Las herramientas direccionales, como les decía, las que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se van a utilizar pues son para mantener un mejor control direccional del agujero mientras se perfora y mantener ritmos de penetraciones elevados. Para la toma de información se tiene considerado un corte de núcleo en el objetivo geológico y toma de registros en tiempo real también como registros convencionales. Y de ser el caso, si el operador evalúa que es conveniente, tomar también registros especiales.

El abandono del pozo es permanente, ya que no hay ningún tipo de infraestructura cercana que le permita mantener la condición del pozo. Por lo tanto, se va a hacer un abandono permanente y se realizará colocando cuatro tapones de cemento y uno mecánico. Esos pues contribuyen a mantener la integridad del pozo. En este sentido, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera que es técnicamente adecuado aprobar este pozo, la perforación de este pozo en aguas someras Amistli-1EXP, ya que no se identificaron ningún elemento ni de tipo técnico ni operacional ni normativo que impida su aprobación. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Juan Carlos Sabido. Adelante por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quiero hacer una pregunta. Este es un contrato de utilidad compartida.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces a la hora en que ustedes vieron los costos, ¿están dentro del rango aceptable?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Hicimos la consulta con nuestros compañeros de evaluación económica y no, no están dentro del rango. Están muy por arriba del rango.

() . 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, ING. JUAN JOSÉ REYES RAMÍREZ.- Buenos días. El análisis que hicimos de este lado de evaluación económica detectamos que el pozo está, la solicitud está fuera de rango. Sin embargo, en la aprobación de este pozo, los costos están en rango. Entonces en ese sentido, los supuestos que presentan en esta solicitud son independientes. Es decir que la recuperación de costos está ligado solamente a la aprobación del plan y presupuesto.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues desearles éxito, porque además son 43° API lo que están esperando.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, sería magnífico. Muy bien, al no haber más observaciones ni preguntas, por favor Secretaría adelante con la votación del asunto.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.88.010/2022

Resolución 2022 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Amistli-1EXP.

ACUERDO CNH.E.88.010/2022

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

II.8 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP.

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 a la ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO. - Muchas gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados y aquí presentes. Traigo a su consideración la solicitud de autorización para la perforación

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. La palabra Akamba proviene del purépecha que significa agavé.

En esta lámina tenemos del lado izquierdo el fundamento jurídico, en el cual está sustentado esta solicitud de autorización. Del lado derecho el mapa de ubicación. Este pozo Akamba-1EXP está dentro del estado de Veracruz en el polígono B de la asignación AE-0136-M-Cuichapa dentro de la provincia geológica Cuenca Salina del Istmo y la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

Los principales pozos de correlación es el Tapanital-1, el Retorno-1, el Lacamango-300 y el Lacamango-393. Tenemos la línea de tiempo. El operador presentó la solicitud el día 19 de octubre del presente año. Posteriormente hizo un alcance de información a esa solicitud el día 9 de noviembre y finalmente pues traemos a su consideración hoy el 1 de diciembre.

Como datos generales de este pozo, está contemplado dentro del escenario base de la asignación que ya mencioné. Su clasificación es pozo exploratorio en nuevo campo. Tiene una elevación de terreno de 27 metros y una elevación de la mesa rotaria de 10 metros. Su objetivo geológico es el Mioceno Superior, la cual su cima se encuentra a 1,187 metros verticales y 2,237 metros verticales, esta sería su base. Estos son referenciados bajo mesa rotaria. Se espera una temperatura de 76° C y una presión de 3,384 psi. El hidrocarburo esperado es aceite ligero. Su trayectoria es vertical y se considera una profundidad total de 2,237 metros verticales bajo mesa rotaria. Su programa se consideran 56 días, comenzando con la perforación, la terminación y el abandono. El equipo de perforación terrestre que ellos van a usar es el GC-43 que tiene 1,000 HP. Satisface necesidades de perforación de hasta 4,000 metros y cuenta con un sistema de preventores de 5,000 psi.

Del lado derecho podemos ver la imagen del equipo de perforación. Los recursos prospectivos a la media con riesgo asociados a este pozo se consideran 5.29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico de 23%. La trampa asociada a este prospecto es de tipo combinada. La componente estructural tiene orientación Noreste-Suroeste y está limitada al Suroeste por una falla y al Noroeste presenta un cierre estratigráfico que sería una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

truncación erosional. La componente estratigráfica está constituida por areniscas depositadas en facies de canales submarinos de ambiente de transición que en este caso sería de pie de talud de edad Mioceno Superior.

Del lado derecho podemos ver el mapa de configuración estructural correspondiente al objetivo, que sería a la edad de Mioceno Superior y del lado izquierdo podemos ver la sección sísmica, en la cual en la parte de en medio se encuentra la localización Akamba-1EXP. Como podemos ver, su trayectoria es vertical. Hacia la parte final vemos un rectángulo en verde, el cual es el objetivo. Los demás son los pozos de correlación que sería el Retorno-1 y el Tapanital-1, los cuales se encuentran invadidos por agua salada.

En cuanto al diseño del pozo, se consideran tres etapas de perforación, pero bueno, nos vamos a enfocar un poco hacia la parte izquierda. Tenemos la columna geológica, comenzando por el Plioceno Inferior hasta llegar al Mioceno Superior. En el recuadro en rojo es la parte del objetivo. La litología son intercalaciones de areniscas con lutitas y en cuanto al modelo geomecánico se esperan condiciones normales de presión. Hacia la parte del objetivo, bueno, a la parte del Mioceno Superior empieza a ver un incremento en la presión de poro y justamente en la zona del objetivo hay una regresión en la misma, en la presión de poro. Esto es debido a la poca competencia de la roca. Sin embargo, la densidad del fluido de perforación está siempre dentro de la ventana operativa. Como mencioné, se consideran tres etapas de perforación en el estado mecánico principal. La primera es una tubería conductora de 13 3/8" a 50 metros verticales. Recordemos que este pozo es vertical. Siguiendo con una tubería de revestimiento superficial de 9 5/8" a 760 metros verticales. Este va a permitir aislar los posibles acuíferos. Y, por último, una TR de producción de 7" a la profundidad total que sería 2,237 metros verticales.

En cuanto al escenario de contingencia, se considera una tubería adicional que sería un liner de 5". Por lo cual, se estaría asentando la TR de 7" anticipadamente y esta se considera en caso de que haya una regresión marcada en la presión de poro en la zona del objetivo. En cuanto a las consideraciones, el pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP está considerado dentro del escenario

7.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

base de la modificación al Plan de Exploración de la asignación AE-0036-M-Cuichapa aprobado por esta Comisión mediante el oficio que podemos ver en pantalla el día 19 de octubre de 2022. El objetivo principal de esa localización es descubrir hidrocarburos de tipo aceite ligero en areniscas de edad Mioceno Superior. Como escenario de contingencia, ya se mencionó, que es la tubería adicional, un liner de 5". En caso de presentarse una regresión marcada en la presión de poro durante la perforación de la etapa de 5 7/8", que sería la zona del objetivo.

Como parte del programa preliminar de terminación, el operador petrolero realizó la evaluación de las secuencias del objetivo del Mioceno Superior, identificando a través de registros geofísicos sintéticos y petrofísica un posible intervalo a probar, cuya cima la estima encontrar a 1,974 metros verticales bajo mesa rotaria y su base a 2,034 metros verticales bajo mesa rotaria igualmente. Sobre dicho intervalo, en caso de éxito, el operador petrolero realizará una prueba de presión-producción convencional. Por lo cual la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP dado que no se presentaron elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento en la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su ejecución. Es todo en cuanto a este pozo, quedo a la orden.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro por su presentación. Por favor Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muy claro.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Héctor, adelante.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Néstor,

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues lo mismo. Es un pozo que trae también aceite ligero. La profundidad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no es muy grande. Ojalá y si tengan que hacer la prueba de presión-producción que dijo la ingeniera Jocelyn.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. En tres años ya se recuperó casi la tercera parte del horizonte 19 a 33. Entonces esto es magnífico, adelante con esto. Muchas gracias nuevamente. De no haber más observaciones y preguntas, por favor someter a aprobación el acuerdo correspondiente Secretaria.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.011/2022

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

ACUERDO CNH.E.88.011/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Akamba-1EXP.

II.9 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Gracias, Bueno, en este caso, como ya mencionaron, traemos a consideración la solicitud de autorización para consideración del pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP de Pemex Exploración y Producción de igual manera. La palabra Yamoc proviene del chontal que significa elote.

En esta lámina tenemos el fundamento jurídico, en el cual se sustenta esta solicitud. Del lado derecho, el mapa de ubicación, el cual el pozo Yamoc-1EXP se encuentra el noroeste de la asignación AE-0142-3M-Comalcaldo dentro de la provincia geológica Pilar Reforma Akal y la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

Este pozo se encuentra en la localidad de Tecolutla en el municipio de Nacajuca, Tabasco. Los pozos de correlación es el Terra-1 y el Xinich-1EXP. En la línea de tiempo, el operador presentó la solicitud de autorización el día 31 de octubre de 2022. Posteriormente presentó un alcance de información a esa solicitud el día 17 de noviembre y por último pues traemos a su consideración el día de hoy.

Datos generales de este pozo. Se encuentra contemplado dentro del escenario incremental de la asignación AE-0142-3M-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cornalcalco. Su clasificación es 102, pozo exploratorio en nuevo campo. Su elevación de terreno es de 5 metros y elevación de la mesa rotaria es de 9 metros. Su objetivo geológico es el Plioceno Inferior, el cual considera el operador petrolero un intervalo hipotético que en este caso su cima estaría a 1,214 y su base a 2,139 metros verticales bajo mesa rotaria. La temperatura es de 71° C y la presión esperada es 2,617 psi. El hidrocarburo esperado es aceite pesado. La trayectoria de este pozo es direccional tipo "J", considerando una profundidad total de 2,229 metros verticales y 2,807 metros desarrollados. Ambos referenciados bajo la mesa rotaria. En su programa se consideran 79 días, comenzando por la perforación, terminación y abandono. Las principales características del equipo de perforación pues van a utilizar el equipo PM-1481 de 1,500 HP. Satisface necesidades de perforación de hasta 5,000 metros y cuenta con un sistema de preventores de 5,000 psi. La imagen del equipo de perforación la podemos ver del lado derecho. Los recursos prospectivos a la media con riesgo asociados a este pozo es de 4.84 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y considera una probabilidad de éxito geológico de 22%.

La trampa asociada a este pozo es de tipo combinada correspondiente a un anticlinal con orientación Suroeste-Noreste. Presenta un cierre contra falla al Noroeste y Sureste. La componente estratigráfica corresponde a un complejo de canales y barras de desembocadura en un ambiente deltaico, postulando cambio de facies arcillosas hacia el borde de canales. En la parte derecha podemos ver el mapa de configuración estructural, donde podemos ver hacia el Sureste lo que sería el conductor en la parte media del objetivo y el círculo en rojo sería la profundidad total. A la izquierda tenemos la sección sísmica. En el círculo en verde se representa la localización Yamoc-1EXP. Podemos ver su trayectoria direccional, la cual comenzaría con una construcción de ángulo a los 310 metros verticales, para alcanzar una inclinación máxima de 43 grados y terminar su construcción a los 789 metros verticales. Tendrá una severidad de 2.45 grados cada 30 metros. Esa sería su tasa de construcción y un desplazamiento al noroeste de 1,531.39 metros.

En la sección sísmica podemos ver los pozos de correlación, que sería el Xinich-1EXP y el Terra-1EXP, ambos son productores de aceite. Sin embargo, el Terra es productor de aceite hacia la parte

0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SECRETARÍA DE ENERGÍA

SECRETARÍA DE ENERGÍA

del Cretácico y Jurásico Superior, por lo cual solo se consideró 2,700 metros de su columna para correlación.

En cuanto al diseño del pozo, a la parte izquierda podemos ver la columna geológica. Esta es todo el Plioceno Inferior, aflora hasta la profundidad total. En el rectángulo rojo podemos ver el objetivo y su litología es de igual forma intercalaciones de areniscas con lutitas. En cuanto al modelo geomecánico, se consideran presiones normales y hacia la parte del objetivo empieza a aumentar ligeramente la presión de poro. Creo que lo más que se puede resaltar ahí es que el gradiente de colapso a los 500 metros rebasa la presión de poro y eso es por la poca competencia de la roca. Sin embargo, la densidad del fluido de perforación siempre está dentro de la ventana operativa.

El estado mecánico principal considera tres etapas de perforación. La primera sería una tubería de revestimiento conductora a 13 3/8" a los 60 metros. Posteriormente una tubería de revestimiento superficial de 9 5/8" a 871 metros verticales y 950 metros desarrollados. Estos para poder aislar los posibles acuíferos. Finalmente, una tubería de revestimiento de 7" a la profundidad total que serían 2,229 metros verticales y 2,807 metros desarrollados. Esa sería de producción. Como escenario de contingencia, se consideró una tubería adicional que sería el liner de 5". Esto a la profundidad total, por lo cual se estaría asentando anticipadamente la tubería de revestimiento de 7".

En cuanto a las consideraciones, el pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP está considerado dentro del escenario incremental de la modificación al Plan de Exploración de la asignación AE-0142-3M-Comalcalco aprobado por esta Comisión mediante la resolución que podemos ver en pantalla el día 31 de octubre del presente año. El objetivo principal de esta localización es descubrir aceite pesado en areniscas de edad Plioceno Inferior. Como ya se mencionó, el escenario de contingencia contempla un liner de 5" en caso de surgir problemas operativos durante la perforación de la etapa de 5 7/8", asentando anticipadamente la TR de 7", lo cual permitirá aislar la posible zona de pérdidas, resistencias y fricciones y así poder alcanzar la profundidad total programada.

Como parte del programa preliminar de terminación, el operador petrolero identificó a través de registros geofísicos, sintéticos y de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluación petrofísica un posible intervalo a probar, cuya cima estaría a 2,127 metros desarrollados bajo mesa rotaria y su base a 2,160 metros desarrollados bajo mesa rotaria. Sobre dicho intervalo, en caso de éxito el operador petrolero va a realizar una prueba de presión-producción convencional.

Por lo cual la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP dado que no se observaron elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su ejecución. Eso es en cuanto a este pozo. Bueno, ya es los últimos dos. Es todo y quedo a la orden.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniera Jocelyn. Adelante Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchísimas gracias.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- El comentario es que vamos bien y que haya mucho éxito. Muy bien. Adelante Secretaría por favor con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Claro que sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y

9.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Yamoc-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestado levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.012/2022

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

ACUERDO CNH.E.88.012/2022

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

II.10 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa - 06 (Campo Cibix).

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al ingeniero David Alberto Paredes Gaspar, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR. - Buenos días Comisionada, Comisionados. Es un gusto para mí exponerles ahorita el tema antes mencionado. En esta lámina de generalidades podemos ver rápidamente que el operador presenta la modificación el 21 de septiembre. La CNH emite una prevención el 5 de octubre. Atiende el operador la prevención el 27 de octubre para finalmente llegar al Órgano de Gobierno el día de hoy el 1 de diciembre. Tenemos la ubicación del área de asignación. Se encuentra a 6,4 kilómetros del municipio de Jalpa de Méndez en el estado de Tabasco. La vigencia de la asignación es de 25 años. Es de tipo extracción con una profundidad promedio de 3,370 metros. Actualmente tiene nueve pozos perforados. La profundidad de extracción es el Mioceno Superior y tenemos aceite negro, volátil y gas no asociado. La que sigue por favor.

En esta lámina podemos ver las etapas de desarrollo del campo y la justificación del Plan de Desarrollo y su modificación. Encontramos tres etapas. La primera fue el descubrimiento del campo a través del pozo Cibix-1. Después tenemos el periodo en que se aprueba el Plan de Desarrollo y finalmente lo que sería ya el inicio de explotación del campo. Existen variaciones al Plan de Desarrollo vigente en el número de pozos de desarrollo. Tenemos un incremento en la inversión y también un incremento en el volumen de hidrocarburos a producir. El incremento de los pozos de desarrollo asciende a 10. La variación en la inversión es del 149%. Pasa de 248 millones a 550 millones de dólares y tenemos un incremento en la producción de hidrocarburos de más del 30%.

En cuanto a las alternativas de desarrollo presentadas por el asignatario, tenemos que se selecciona la número 1. Esta alternativa presenta la perforación de 10 pozos y su terminación, 12 reparaciones mayores, 181 reparaciones menores, para recuperar un volumen de 34 millones de barriles y 65,4 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esta alternativa representa, tiene menor actividad física e intervención de pozos, lo que representa una menor inversión y menor gasto operativo, dándole mayor rentabilidad al proyecto. En cuanto al Programa de

9.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aprovechamiento de Gas Natural, este se actualiza. Y en cuanto a la medición de los hidrocarburos, se añaden puntos de medición de condensado.

En esta lámina, que es la comparativa con el Plan de Desarrollo vigente, podemos ver el comportamiento de producción del Plan de Desarrollo vigente, la producción real de 2019 a 2022 y la producción acumulada que tendremos con la modificación propuesta tanto para aceite como para gas. Podemos ver que ya sumando la producción acumulada de 2019 a 2022 tenemos un incremento en cuanto a volúmenes a producir que tiene el proyecto. Del lado derecho de la lámina podemos ver la inversión del plan vigente que es de 142 millones de dólares. Lo real ejecutado es 69 millones y lo que se está proponiendo para esta nueva modificación, que es de 364 millones de dólares.

Finalmente, en la tabla inferior derecha podemos ver cuáles son las variaciones con respecto al Plan de Desarrollo vigente y la columna, la última columna que pudiera ser la más importante para nosotros es la que muestra el incremento en la actividad física. Se tienen 10 perforaciones, 10 terminaciones, se disminuyen 7 reparaciones mayores y se añaden 23 reparaciones menores.

En cuanto al costo total del proyecto, el operador plantea un costo de 551.2 millones de dólares. El porcentaje mayor está orientado a la actividad de desarrollo por la incorporación de los nuevos pozos de desarrollo.

Finalmente, tenemos unas conclusiones respecto al análisis del tema, que tiene que ver con la caracterización del yacimiento y con la actualización de los modelos de balance de materia y de simulación con la mayor información adquirida y con la ejecución de pruebas de presión y los análisis de fluido. En cuanto a productividad de pozos, le recomendamos al operador realizar estudios para la diversificación de los sistemas artificiales de producción, ya que actualmente el campo está operando con bombeo neumático y bombeo hidráulico. También implementar tecnologías y procesos de operación en pozos y superficie que permitan controlar la producción de agua. Y en cuanto a eficiencia y rentabilidad, en función del tiempo de explotación, analizar la posible implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada. Esto conforme va avanzando la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

explotación del campo. Y replantear el programa de abandono de pozos para optimizar el taponamiento de los mismos.

Derivado de todo el análisis anterior, proponemos ante este Órgano de Gobierno la aprobación en sentido favorable de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia o se apruebe una nueva modificación. Quedamos atentos a sus comentarios Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero David Alberto Paredes Gaspar. Adelante Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. En realidad, bueno, este es de los campos, de los yacimientos que tienen mejor resultado de lo previsto. Sin embargo, creo que nos faltó precisar que este bueno resultado es debido no al yacimiento inicialmente descubierto, sino a unas arenas descubiertas posteriormente del campo inicial. Nos puede comentar un poquito más ingeniero Paredes.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Sí, efectivamente. Como bien lo menciona doctora, en 2020 la actividad exploratoria que se llevaba a cabo al interior de la asignación A-0141-Comalcalco permitió que el pozo Cibix-1001 descubriera arenas productoras igual en el Mioceno Superior, pero un poco más profundas.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Y es en base a eso que se incrementó la producción.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Efectivamente Con base en esto, se recategorizan las reservas. Se añade reserva y por ende actividad física adicional para poder desarrollar el bloque nuevo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y digamos, yo creo que es el motivo principal por el cual existe una modificación de su Plan de Desarrollo inicial.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Sí, así es doctora. Ese es el motivo principal.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que pasa es que me sorprendió en la página 3. en realidad dice los pozos de desarrollo, incremento en el número de pozos. Efectivamente todo esto, pero esto es básicamente porque se descubrió nuevas arenas y por un pozo exploratorio que fue el Cibix-1001EXP.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR.- Sí, así es.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces yo creo que sí. Esa es la razón principal por la cual se hace una modificación. Porque si hubiera sido por las arenas inicialmente descubiertas, quién sabe cómo hubiera sido el comportamiento de la producción también o el Plan de Desarrollo inicialmente previsto o pronosticado.

Pero uno de los puntos que a mí me gustaría que nos comentaran también es si nos vamos a la lámina 5 por favor. El comportamiento que tenemos del gas, ¿por qué es ese? O sea, ya se entiende muy bien que el incremento que se va a tener del aceite va a ser supongo que es por el número de pozos que se van a perforar para el año 2023 que está ahí considerado. ¿Pero qué va a pasar después para que haya un incremento de gas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Acá el yacimiento, se descubrieron yacimientos de aceite y de gas. Entonces cuando se terminen de explotar los yacimientos de aceite, tienen yacimientos de gas que van a hacer reparaciones mayores para que se vea ese comportamiento en el futuro una vez que se agote lo de aceite, reparar en gas. Así es doctora.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto, esa sería la explicación. Muy amable. Gracias.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página donde venía la producción, donde mostraba también el agua. Vemos nosotros a final del año 2022 ahí faltan más meses. Entonces la pregunta es qué pasó con el agua a finales del 2022. Porque ahí nada más tienes la mitad del año.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es por la escala. Prácticamente aquí está el inicio del 2022 y aquí estamos al final. Si es un hecho, es natural de este tipo de arenas terciarias que empiecen a producir también agua. Y el campo pues sí, la mayoría de los pozos también van a producir agua. Por eso ponemos nosotros dentro de las conclusiones que es importante que empiecen ellos a identificar tecnologías y tratamientos que les permitan tener un mejor control del agua de producción del yacimiento. De los yacimientos, son varios.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Mi pregunta salía de que si ves dónde está 2020 y luego 2021 y luego 2021 con 2022. 2022 le faltarían varios meses para llegar al 2023, sencillamente por eso.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Ah, es que el gráfico inicia en marzo de 2019. Por ende, cada año también es marzo de cada año. Sería marzo de 2019, marzo de 2020, marzo de 2021 y marzo de 2022.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo ajustamos para que empiece en enero de cada año y se ve que el periodo que tiene está completo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero entonces en realidad el último punto de agua corresponde con noviembre del 2022.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Como septiembre.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Septiembre, que son los datos oficiales de cierre que tenemos.

7.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y entonces la parte de control del agua, la parte de recuperación secundaria, incluyendo el agua, ¿cuándo va a iniciar o qué se va a hacer en este proyecto?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRD. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Para esta modificación de plan todavía no tienen ellos planteado algún proceso de recuperación secundaria con inyección de agua. Esta es agua de formación que está dentro de los yacimientos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, Entonces probablemente deberíamos de recomendar también que le siguieran la pista al agua para poder ver qué está pasando, porque está muy padre lo que está pasando, que no lo vaya a arruinar el agua.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Es que el comportamiento de producción ya no es el pronosticado.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- No, ya no.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Este es el real. Por eso, ya no es el pronosticado.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Podemos poner la lámina 4 por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, adelante Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que ya perdimos la capacidad de asombro yo creo, ¿verdad? Hablamos de proyectos de 1.3 billones de dólares antes de impuestos y después de impuestos en la alternativa seleccionada son 500. O sea, 800 millones de dólares son para el Estado y el proyecto gana 501. Es un super proyecto. Y también aquí en esta tabla vemos que hay 2 alternativas. En la alternativa 2 se obtiene más aceite, más gas. Pero no se trata de obtener más factor de recuperación. Lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se trata es de maximizar el valor económico, por eso es que la alternativa 1 es la seleccionada.

Y por eso lo otro que es importante hacer énfasis, con esto como fondo de discusión, en las recomendaciones que ustedes hacen. En las recomendaciones hay un tercer grupo que tiene que ver con la eficiencia de las inversiones y ahí es donde hablan del análisis del yacimiento de comportamiento para la parte de recuperación secundaria y mejorada que decía el doctor Moreira. Pero algo también que es mucho, muy importante considerar que no está aquí en la presentación, pero lo tienen ustedes ahí en el artículo, en el texto que se manda en la resolución, que hay que tener mucho cuidado con los costos de operación. Entonces esos costos de operación pueden irse bajando de tal forma que en lugar de ser 1.3 billones, pues sean 1.4. Entonces es algo que los operadores normalmente hacen y que nosotros no ponemos como una recomendación, pero este proyecto todavía puede ser mejor que lo que nos están planteando el día de hoy. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si ya no existen preguntas, por favor Secretaria adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis de presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción III y 44 último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06, conocido como Campo Cibix. Comisionado, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.88.013/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa – 06 (Campo Cibix).

ACUERDO CNH.E.88.013/2022

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 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa – 06 (Campo Cibix).

II.11 Programa de Transición relacionado con el pozo Akal-501EXP asociado a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, presentado por Pemex Exploración y Producción.

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 ingeniero Rubén Felipe Mejía González, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.
RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ. - Buenos días Comisionada,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración esta solicitud del asignatario respecto al Programa de Transición de la asignación AE-0166-M-Campeche Oriente al campo denominado por el asignatario Akal Noroeste. Esta solicitud la hizo el asignatario el 21 de septiembre del presente año. Posteriormente hubo necesidad de hacer una prevención y posteriormente el asignatario dio atención a la misma el 26 de octubre. Hubo necesidad de un alcance de información por parte del asignatario derivado de aclaraciones adicionales y se trae el día de hoy 1 de diciembre la presentación a este Órgano de Gobierno.

Como características generales de la asignación y del Campo Akal Noroeste principalmente, tenemos que el polígono de evaluación comprende una superficie de 14 kilómetros cuadrados. Se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del estado de Campeche a una distancia aproximada de 96 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche. La fecha de emisión del Título es del 28 de agosto de 2019 y tiene una vigencia de 30 años. El tipo de asignación es de exploración y extracción y este campo cuenta con un único yacimiento descubierto de edad del Jurásico Superior Kimmeridgiano y consta de un hidrocarburo de tipo aceite negro de 27° API.

El Programa de Transición propuesto lo hizo el asignatario conforme al artículo 65 de los Lineamientos de Planes, derivado de un informe de evaluación, el cual fue final derivado de las actividades realizadas en el pozo exploratorio principalmente. Las actividades contempladas en este Programa de Transición que comprenden de un año tiene como actividad principal la perforación y terminación de dos pozos y poner a producción también el pozo exploratorio. Cabe destacar que a la fecha el asignatario no cuenta con infraestructura para el acondicionamiento o trasiego de los hidrocarburos a producir en este campo. Por lo tanto, plantea el uso de un barco de proceso para el almacenamiento y trasiego de los hidrocarburos líquidos a producir al centro de proceso más cercano, que es en el Campo Akal. Por lo tanto, contempla la quema controlada del gas a producir, que es de un volumen de 0.48 miles de millones de pie cúbicos y se contempla el producir y el comercializar un volumen de 2.11 millones de barriles. Con respecto a las inversiones a ejecutar en este Programa de Transición, tenemos de un orden de 140 millones de dólares.

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como costo total del proyecto tanto inversiones como gastos de operación, tenemos un total de 150.68 millones de dólares, de los cuales el 85% corresponde a la actividad petrolera de desarrollo. Después de la evaluación técnica a la información ingresada por el asignatario, esta Comisión tiene a bien hacer las siguientes recomendaciones que radican principalmente en que con la obtención de la información dinámica derivada de la producción de los pozos, los resultados de la perforación de los mismos y la toma de información que contempla el asignatario tener, se reevalúen los volúmenes originales de hidrocarburos del yacimiento. Y a su vez también, la que sigue por favor, evaluar el potencial del campo para el diseño e instalación de la infraestructura necesaria para el aprovechamiento de los hidrocarburos y a su vez también para la definición de las futuras localizaciones de pozos de desarrollo y con esto reducir el riesgo y la incertidumbre en el planteamiento de un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción.

Derivado del análisis técnico presentado, se propone este presente dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado a la asignación AE-0166-M-Campeche Oriente Campo Akal 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 modificación. Por nuestra parte es todo Comisionados y quedamos al pendiente de cualquier duda o comentario que pudiera surgir.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchas gracias.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros dónde está este campo, está en una de las zonas más explotadas del Golfo de México y la pregunta es y cómo se encuentra con respecto a infraestructura. Ustedes dijeron de que van a hacer quema controlada, pero estamos hablando de casi



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

500 millones de pies cúbicos de gas. O sea, el equivalente a 100,000 barriles de petróleo. Entonces la pregunta es, bueno, si estamos en una zona donde vamos a requerir infraestructura, en qué momento se va a presentar el plan de infraestructura, porque nos falta infraestructura para aceite, lo cual lo estamos resolviendo lo del barco, pero nos falta infraestructura para el gas, lo cual lo vamos a quemar. Entonces sí creo que vale la pena enfatizar la necesidad de infraestructura, sobre todo esta área se ve muy buena y los resultados que están ustedes poniendo ahí son muy buenos. Entonces cuál es el plan para infraestructura, sería mi pregunta.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- En la etapa en la que se encuentra el pozo exploratorio descubridor, este es un perfil de producción que tiene esta promesa de valor. Realmente durante la apertura del mismo y el trasiego que se tenga en el barco de proceso, es como se va a poder confirmar si realmente este potencial se tiene o no se tiene y eso puede dar lugar a las recomendaciones a una reevaluación y posible construcción de infraestructura.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- También de inicio están presentando en este Programa de Transición lo que sería ya en la programación de la infraestructura que va a conectar de forma continua el flujo hacia la infraestructura existente. O sea, el barco nada más va a estar un periodo de transición en lo que se construye la plataforma y el ducto. Si les quieres dar más detalles.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ.- Sí Comisionados. Ya en esta propuesta el asignatario tiene contemplado iniciar con la construcción de una estructura ligera marina y el ducto para conectar la estructura al Centro de Proceso Akal.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con respecto a lo que comentó aquí el ingeniero Rafael, esto es la información que tenemos hasta ahorita. Pero va a llegar un punto en donde vamos a poder corroborar esta información y quizá mejorarla o no. ¿Pero tenemos una idea más o menos de cuándo van a poder ellos tomar esta decisión de si esto se mejora o esto

(Handwritten marks: a checkmark, a large 'N' with an arrow, and a signature 'C. G')



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

va a seguir igual o cual es la estructura que vamos a necesitar?
¿Eso les va a tomar un año o les va a tomar menos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Sí, el Programa de Transición es por un año. Sin embargo, la infraestructura ahí el ingeniero Rubén nos comenta que ya está en planes de acuerdo a que el comportamiento del pozo así lo garantice.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estamos hablando de dos millones de barriles. O sea, es una cantidad muy grande. De aquí a que le pongas el dinero, es muy grande.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Así es doctor.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. La presentación muy clara del ingeniero Rubén Mejía. También las explicaciones, pero creo que también lo que hay que enfatizar son las recomendaciones y en las recomendaciones que es la lámina 6 en la infraestructura está escrito lo que acaban de comentar. Y por último nada más comentar que los dos millones de barriles son lo que se va a producir durante el tiempo del Programa de Transición solamente. Gracias.

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

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. 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 pozo Akal-501EXP asociado a la asignación AE-0166-M-Campeche



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Oriente, 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.88.014/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Transición relacionado con el pozo Akal-501EXP asociado a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, presentado por Pemex Exploración y Producción

ACUERDO CNH.E.88.014/2022

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 pozo Akal-501EXP asociado a la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente, presentado por Pemex Exploración y Producción.

II.12 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la Modificación del Título de Asignación AE-0387-3M-Humapa.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaría Ejecutiva dió la palabra a la maestra Luz Gisela Cortés Herrera, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

(7).9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LUZ GISELLA CORTÉS HERRERA.- Muchas gracias, buenas tardes Comisionada, Comisionados. Les traemos algunos detalles sobre la opinión técnica ya referida. Y bueno, en esta imagen lo que les mostramos es el fundamento jurídico por el cual se trabajó esta opinión. En la imagen de la izquierda podemos ver la ubicación del área de asignación en color rojo. Vemos que está circundada por diferentes áreas de asignación de exploración, de resguardo y de extracción.

Entonces en la relación cronológica de este proceso vemos que la solicitud ingresó en agosto de 2022. Se solicitó información adicional a la Secretaría de Energía en octubre de 2022. La Secretaría ingresó dicha información en noviembre y bueno, estamos el día de hoy para desahogar el tema con ustedes. De manera general el área de asignación se ubica aproximadamente a 30 kilómetros al noreste de Poza Rica entre los estados de Puebla y Veracruz dentro de la provincia petrolera Tampico Misantla.

Como antecedentes del Título de Asignación, vemos que en noviembre de 2018 la Secretaría modificó el título para incluirle derechos de exploración y en noviembre de 2021 la Secretaría resolvió otorgar el primer periodo adicional de exploración. Esta área de asignación cuenta con un Plan de Exploración vigente, el cual fue modificado en octubre de 2022 mediante afirmativa ficta.

Entonces adicional a la solicitud de opinión técnica de modificación del término y condición quinto, anexo 2 y anexo 4, la Secretaría nos solicitó informar si dichas modificaciones impactan en los planes correspondientes al área de asignación. Y bueno, de manera general en esta lámina les mostramos el término y condición quinto en la primera columna. Vemos cómo está compuesto el término y condición quinto vigente y vemos que únicamente tiene la parte de exploración y extracción. En la columna de en medio vemos la propuesta de la Secretaría de Energía y en la tercera columna vemos lo que observamos. Le advertimos que en la parte de exploración pues se elimina la parte del periodo inicial de exploración. Establece procedimientos para solicitar prórrogas de los periodos de exploración, principalmente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los adicionales. Define diferentes escenarios derivados de una notificación de descubrimiento. Advertimos que agrega la parte de evaluación y establece o da certeza sobre el destino de los hidrocarburos extraídos durante las pruebas. En la parte de extracción vemos que incluye el Programa de Transición y concatena los procedimientos con periodos definidos.

En este sentido, respecto del Programa de Transición, recomendamos a la Secretaría que incluya los periodos correspondientes a las prórrogas y las modificaciones del Programa de Transición que podrá solicitar el asignatario. Entonces en este sentido advertimos que la propuesta de la Secretaría para el término y condición quinto es factible dado que estas modificaciones podrán igualar los términos y condiciones en relación con los últimos títulos que se le otorgaron al asignatario. En lo que respecta al anexo 2 y similar a la lámina anterior, en la primera columna les mostramos el CMT que se encuentra establecido en el Título de Asignación vigente.

En la columna de en medio vemos la propuesta de la Secretaría. Y bueno, lo que advertimos es que elimina la parte correspondiente al periodo inicial de exploración y establece el Compromiso Mínimo de Trabajo para el primer periodo adicional y el segundo periodo adicional que corresponde a la perforación de un pozo exploratorio. Nosotros únicamente recomendamos ser un poco más específicos y establecer la perforación y terminación de un pozo exploratorio conforme al plan que establezcan, conforme al Plan de Exploración que apruebe la Comisión.

Tenemos una recomendación adicional y es que advertimos que no existe un Plan de Desarrollo para la Extracción vigente en esta asignación. Por lo que recomendamos a la Secretaría que instruya al asignatario que someta a consideración de esta Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción que corresponda.

En lo que refiere al anexo 4, le advertimos a la Secretaría que esta Comisión no cuenta con las facultades para emitir dicha opinión. Por lo que le comentamos que debe solicitar opinión a la Secretaría de Economía, advirtiéndole que este apartado deberá apegarse a lo dispuesto al artículo 46 y el transitorio vigésimo cuarto de la Ley de Hidrocarburos.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'N' and the number '17.4'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionados, con esto advertimos que las modificaciones propuestas para el término y condición quinto y anexo 2 del Título de Asignación AE-0387-3M-Humapa se advierten técnicamente factibles y en lo que respecta a las modificaciones propuestas para el anexo 4 se advierte que no es competencia de esta Comisión emitir opinión técnica. Por lo que sometemos a su consideración la presente opinión técnica a la Secretaría respecto de la modificación del término y condición quinto y anexo 2 del título ya referido. Sería todo de nuestra parte Comisionados, quedamos atentos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestra Luz Gisela Cortés Herrera. Tiene la palabra la Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está muy claro, muchísimas gracias. Sin comentarios.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Al no haber preguntas ni observaciones, ruego a la Secretaría someter a votación el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí, gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6 de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0387-3M-Humapa, 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."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.E.88.015/2022

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 Título de Asignación AE-0387-3M-Humapa, en los términos del documento presentado.

II.13 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Woodside Petróleo Operaciones de México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-A1-TRION/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es 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.- Muchas gracias. Con su venia Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. El día de hoy presentamos el inicio del procedimiento de terminación anticipada del contrato CNH-A1-TRION/2016.

En cuanto a los datos generales del contrato, los vemos reflejados en pantalla. Tenemos que el contratista es BHP Billiton Petróleo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. y Pemex Exploración y Producción. El área contractual es Trión. La fecha efectiva del contrato es 3 de marzo de 2017. Cuenta con una vigencia de 35 años. La modalidad es de licencia. Cuenta con una superficie de 1,285,203 kilómetros cuadrados. El estatus del contrato en la actualidad es que se encuentra transcurriendo el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo por descubrimiento comercial.

Debemos destacar que actualmente BHP Billiton Petróleo Operaciones de México está en tránsito por un cambio de denominación a Woodside Petróleo Operaciones de México. Se encuentra pendiente la suscripción del convenio modificatorio y la presentación de algunos insumos. No obstante, nosotros tenemos ya identificado que se trata de la misma persona moral y está en tránsito su cambio de denominación.

En cuanto a los antecedentes de la solicitud, tenemos que el 9 de septiembre de 2022 el contratista notificó a la Comisión la intención de llevar a cabo la devolución de una parte del área contractual, el área Trión del contrato. Y el 2 de octubre también tenemos identificado de este año que finalizó el periodo inicial de exploración. El 7 de noviembre por su parte la Dirección General de seguimiento de contratos remitió la notificación a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo para la determinación en conjunto del inicio del procedimiento de terminación anticipada.

En el presente asunto tenemos el marco contractual designado para este modelo de contrato. En la cláusula 7.1 vemos reflejadas las reglas de devolución y reducción, en cuyo contenido se señala que, si al contratista no se le concedió el primer periodo adicional de exploración, al finalizar el periodo inicial de exploración deberá devolver el 100% del área contractual que no esté contemplado en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión. Asimismo, la cláusula 7.2 señala la no disminución de otras obligaciones precisamente en lo previsto en la cláusula 7 que señala que no se entenderá como una disminución de obligaciones del contratista de cumplir con los compromisos de trabajo para el periodo de exploración o con sus obligaciones respecto a las actividades de abandono y demás previstas en el contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para este modelo de contrato, la etapa de transición final la vemos reflejada en la cláusula 18.7, en cuyo contenido se señala que esta iniciará de manera simultánea a la notificación de devolución. Esta sucedió el 9 de septiembre de 2022 y durará hasta 180 días prorrogables por otros 90 días. En todo momento la Comisión tendrá la facultad de acompañar al contratista directamente o por un tercero y la información que deberá ser presentada por el contratista y validada por la Comisión respecto del área objeto de devolución es la actualización de inventario de activos, informe de condiciones de pozos y materiales, el informe de producción y la infraestructura asociada a esta, el abandono de pozos y materiales que no sean transferidos al Estado, el reporte actualizado de su sistema de reclamaciones y gestión social y la actualización de la línea base ambiental.

En cuanto al supuesto de devolución en el que nos encontramos, tenemos que el análisis que realizamos en la Dirección General Jurídica de Asignaciones a mi cargo tenemos que constatamos que el 16 de diciembre de 2021 el contratista realizó la declaración de descubrimiento comercial, por lo que de conformidad con la cláusula 6.2 del contrato dentro de los dos años siguientes a la declaración se deberá presentar el Plan de Desarrollo para la aprobación.

A la fecha de conclusión del periodo inicial de exploración, el contratista aún no cuenta con el Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión toda vez que el plazo de presentación fenece el 16 de diciembre de 2023. Además de ello, se deberá conservar únicamente en la parte del área contractual que conforme al descubrimiento comercial incluya la delimitación y características del área de desarrollo o extracción, la cual en su momento formará parte del Plan de Desarrollo. En consecuencia, es procedente la devolución del 100% del área contractual que no formará parte del área de desarrollo o extracción en términos de la cláusula 7.1, inciso c) del contrato.

En cuanto a la tramitación del procedimiento de terminación anticipada, tenemos tres grandes ejes en los que dividimos estructuralmente este procedimiento. Uno es la notificación de la renuncia, que da con ello pie al inicio de la etapa de transición final. Esto ya sucedió.

17.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nos encontramos en la etapa intermedia que sería la resolución de inicio de Órgano de Gobierno, que es la que sometemos a su consideración. Con ello se dará pie al análisis técnico de la ETF y otras obligaciones contractuales, las consultas internas y externas, la visita en sitio en su caso y la resolución de Órgano de Gobierno de conclusión para el procedimiento de terminación anticipada. En este caso en cuanto a la determinación de pena convencional tenemos que el 2 de octubre de 2022 finalizó el periodo inicial de exploración. En este contexto, se analizará si el contratista dio cumplimiento al PMT y en su caso se propondrá al Órgano de Gobierno la determinación de las unidades de trabajo ejecutadas y no ejecutadas o en su caso el cálculo de la pena convencional. Verificar el pago o pena o en su caso ejecutar la garantía de cumplimiento. Derivado de lo anterior, la última fase sería la entrega del área contractual en cuyo contenido vamos a verificar el convenio modificatorio, el Acta de Entrega Recepción y la determinación de obligaciones subsistentes.

Derivado de lo anterior, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno iniciar el procedimiento de terminación anticipada respecto a una parte del área contractual en términos de la resolución. Instruir a la UATAC para que por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos tramite el PTA con el apoyo de las unidades administrativas de la Comisión. Notificar la resolución al contratista y a las autoridades correspondientes. Es cuanto Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Quedo atento para cualquier duda o aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias licenciado Pedraza. Adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Nos podemos ir a la lámina 7 por favor. Únicamente aquí saber el operador ya ingresó a la Comisión la acreditación para unidades de trabajo.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MTRA. ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Es así doctora. Esta semana lo ingresó. Atendió Al formato que propusimos a todos los operadores. Ya con esa nueva solicitud que nos presentó



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desglosando en el formato indicado estamos en proceso de acreditación de esas unidades de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una pregunta. ¿No vamos a saber el área que va a ser devuelta hasta que se presente el Plan de Desarrollo?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Bueno, en este caso lo que tenemos Comisionado precisamente es la declaración de descubrimiento comercial. Ya precisamente la Unidad de Exploración ya le notificó al operador el oficio correspondiente para tomar nota de esa declaración, lo que le da precisamente esa temporalidad para presentar su plan. Ya concluyó también su período de evaluación. En ese contexto, la delimitación también es parte de la declaración de comercialidad y ahora dentro de nuestro procedimiento nosotros verificaremos esas coordenadas para poder concluir en su momento ya con la precisión que se necesita para la resolución de conclusión.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Pero quizá como son procesos distintos, el Plan de Desarrollo todavía es hasta por lo que veo diciembre 2023. Este proceso nuestro tiene que estar dentro de los 6 meses, 180 días más 90. Entonces con seguridad las coordenadas relacionadas a la delimitación del área que ellos pretenden o van a devolver lo vamos a tener antes.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Sí. Es parte de las consultas internas que revisaremos tanto en la Unidad de Exploración y las validaremos con el Centro.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Pero si vamos a tenerlo antes de la presentación del Plan de Desarrollo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, en términos de tiempo, esto es primero.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Esto va a ser primero.

(1). 4



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y
CONTRATOS, MTRA. ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Es correcto
doctor. Aquí lo que tendríamos que hacer es dado que estamos en
proceso de verificación de esas coordenadas, una vez que se
concluya este procedimiento de terminación anticipada, lo que se
tiene que delimitar son las coordenadas con las que se va a quedar
el área contractual. Esas tendrán que ser consideradas en el
proceso de Plan de Desarrollo. En el Plan de Desarrollo es cuando
formalmente la Comisión aprueba el área de desarrollo. En ese
momento se delimita, pero tendría que estar alineado con este
proceso.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces
en realidad qué bueno que lo estemos haciendo de esa manera.
Están manejando dos procesos simultáneos que van a terminar
escalonados y muy cercanos en el tiempo. O sea, no tenemos que
esperarlos a que termine uno para iniciar el otro.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y
CONTRATOS, MTRA. ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Es correcto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muy bien,
muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias
Héctor.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Muchas gracias. Al no haber mayores observaciones, ruego a la
Secretaría someterlo a votación.

SECRETARÍA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Gracias. 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, inciso h) e I), X y XI y su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual respecto del contrato CNH-AI-TRION/2016. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando la mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.015/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-AI-TRION/2016

ACUERDO CNH.E.88.016/2022

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 inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-AI-TRION/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



II.14 Inicio de los Procedimientos de Terminación Anticipada por renuncia total de Repsol Exploración México, S.A de C.V., respecto de los Contratos CNH-R03-L01-G-BG-05/2018 y CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuyas ponencias son de los Comisionados Héctor Moreira Rodríguez y Néstor Martínez Romero, la Secretaría 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 doctora. Con su venia Comisionada, Comisionados. Presentamos el día de hoy la resolución de inicio de los dos contratos antes referidos. Para ambos el contratista es Repsol Exploración México, S.A. de C.V. El área contractual es BG-05 y BG-07. La fecha efectiva para ambos contratos es 27 de junio de 2018. Cuenta con una vigencia de 30 años. La modalidad del contrato es producción compartida y para el área BG-05 cuenta con una superficie de 813.782 kilómetros cuadrados. Para el área BG-07 cuenta con una superficie de 811.349 kilómetros cuadrados. Ambos se encuentran en un período inicial de exploración con una vigencia de cuatro años.

En cuanto a los antecedentes, tenemos que el 7 de octubre de 2022 el operador notificó a la Comisión la renuncia irrevocable a la totalidad de las áreas contractuales de las áreas BG-05 y BG-07 en términos de la cláusula 3.4 de los respectivos contratos. El 20 de octubre de 2022 la Dirección General de Seguimiento de Contratos remitió a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo la información para la determinación en conjunto del inicio del procedimiento. Adicionalmente, el 22 de noviembre de 2022 se requirió al contratista una aclaración,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

misma que fue atendida el 24 de noviembre del año en curso, por lo que se señaló la fecha efectiva para dichas áreas que será el 7 de enero de 2023, lo que traerá como consecuencia la terminación de los periodos iniciales de exploración.

En cuanto al marco contractual, tenemos que fue señalado, sustentado el asunto para ambos contratos en la cláusula 3.4 que refiere a la renuncia del contratista como un derecho de renunciar a la totalidad del área contractual y con ello dar por terminado el contrato. Esto no afecta las obligaciones, tales como la terminación del Programa Mínimo de Trabajo y el incremento al Programa Mínimo de Trabajo o en su caso el pago de penas convencionales correspondientes, el abandono y la entrega del área contractual conforme a la etapa de transición final y la obligación de renuncia y devolución del área contractual.

En cuanto a la etapa de transición final, lo vemos reflejado para ambos contratos en la cláusula 19.7 que señala que la ETF iniciará de manera simultánea la notificación de la renuncia, esto es al 7 de octubre de 2022 para ambas áreas y que durará 180 días prorrogables por otros 90 días más. La información que deberá ser presentada por el contratista y validada por la Comisión respecto del área objeto de renuncia es la actualización del inventario de activos, el informe de condiciones de pozos y materiales, el informe de estado de yacimientos en el subsuelo del área, informe de producción e infraestructura asociada a esta, el abandono de pozos y materiales que no sean transferidos al Estado, el reporte actualizado de su sistema de reclamaciones y de gestión social y la actualización de la línea base ambiental.

En cuanto al procedimiento de terminación anticipada, lo vemos reflejado en tres grandes ejes que es la notificación de la renuncia y la parte central que es resolución de inicio del procedimiento en la que nos encontramos. Si es aprobada por esta Comisión, daremos pie al análisis técnico de la ETF y las otras obligaciones contractuales. Realizaremos las consultas internas y externas. Se realizará la visita en sitio en su caso y subiremos en una segunda ocasión para la resolución de Órgano de Gobierno de conclusión del PTA.

En este caso, en cuanto a la determinación de pena convencional, vemos que en razón del señalamiento de la fecha efectiva que el

() . 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operador la situó el 7 de enero de 2023 para ambas áreas, tenemos que es hasta ese momento en el que podemos realizar el cálculo y la determinación de las unidades de trabajo ejecutada y no ejecutadas y en su caso la imposición de la pena convencional.

Derivado de lo anterior para ambas áreas, para ambos contratos, proponemos a este Órgano de Gobierno iniciar el procedimiento de terminación anticipada respecto a la totalidad de las áreas contractuales BG-05 y BG-07 en los términos de las resoluciones. Además, instruir a la UATAC para que por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos tramite los procedimientos de terminación anticipada con el apoyo de las unidades administrativas de la Comisión. Notificar las resoluciones al contratista y las autoridades correspondientes. Es cuanto Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Quedo atento para cualquier duda o aclaración.

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

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Héctor,

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. Al no haber observaciones y preguntas, ruego a la Secretaria someter a votación el acuerdo correspondiente.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Daré lectura a dos acuerdos. El primero es referente al contrato con terminación BG-05/2018 y el segundo acuerdo es referente al contrato con terminación BG-07/2018. En referencia al contrato con terminación BG-05/2018 y 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 Organos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.016/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

ACUERDO CNH.E.88.017/2022

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 inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

(1) - 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- El segundo acuerdo es respecto del contrato con terminación BG-07/2018. Por tanto y con fundamento en las disposiciones previamente citadas, se propone que el Órgano de Gobierno emita la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.88.017/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.88.018/2022

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 inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:28 horas del día 1 de diciembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Octogésima Octava Sesión Extraordinaria de 2022 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva