



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

NONAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 09:32 horas del día 13 de diciembre del año 2022, se celebró la Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2022 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia física del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

La Comisionada Alma América Porres Luna asistió a través de medios de comunicación remota.

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

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Modificación al Programa de Trabajo 2022 y al Presupuesto asociado al mismo, presentada por ENI México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

II.3 Modificación a la autorización otorgada a Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Tulum-1EXP.

II.4 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

II.5 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0098-M - Campo Comitas.

II.6 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

II.7 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.

II.8 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

II.9 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.

II.10 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A9.BG/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.11 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Jaguar Exploración y Producción 23., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

II.12 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Jaguar Exploración y Producción 23., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-03/2017.

II.13 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia total de Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018

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

II.- Asuntos para autorización

II.1 Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Ricardo Trejo Ramírez, 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. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Buenos días Comisionada, Comisionados. Les traemos ante ustedes esta solicitud de aprobación del Plan de Exploración de la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca. Ahí vemos en la ubicación en el mapa el polígono

[Handwritten marks: a vertical line, a checkmark, and the number 7]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

rojo es lo que comprende con la Asignación de exploración y bueno, del lado derecho el fundamento jurídico.

En la relación cronológica, recibimos esta solicitud el 22 de agosto, se realizó una prevención. Nos solicitaron una prórroga el operador. Se dio atención a la misma y bueno, se llevó a cabo la evaluación y estamos el día de hoy ante ustedes para presentarlo este plan.

En la ubicación y antecedentes, bueno, se ubica en el estado de Veracruz en la zona al norte del estado de Veracruz principalmente desde lo que es la región de Álamo, Tuxpan, hasta Cerro Azul, Veracruz dentro de la cuenca Tampico Misantla, de lo que se denominó originalmente hace muchos años como la Faja de Oro para ubicarlos geológicamente. El Título de Asignación se otorgó el 9 de marzo de este año. Tiene una vigencia de 20 años. El periodo inicial de exploración es por 3 años y las actividades de exploración podrían realizarse en todas las formaciones geológicas. La Asignación tiene un kilometraje de 395 kilómetros aproximadamente y bueno, se han realizado diversos estudios. Como vemos en el mapa aquí en la derecha se ubican tanto los estudios regionales, que han realizado 9 estudios regionales. Se ha realizado procesado 3D de aproximadamente 386 kilómetros cuadrados y también procesado en líneas 2D con un kilometraje de aproximadamente casi 100 kilómetros. Y bueno, estudios de métodos potenciales y se han perforado 23 pozos exploratorios. Aquí lo que cabe resaltar es que esas perforaciones pues ya iniciaron en 1946 y el último pozo pues fue en 1983.

Bueno, en lo que respecta a dónde está ubicado este Plan de Exploración, pues los objetivos van a estar precisamente en la evaluación del potencial hacia la incorporación de reservas. Y bueno, el objetivo como tal es evaluar el potencial petrolero de los plays del Mesozoico tanto en el Cretácico como en el Jurásico y el compromiso mínimo de trabajo es la perforación y terminación de un pozo exploratorio.

Este es el cronograma de actividades en donde está en tres rubros, lo que es el procesado sísmico, estudios exploratorios y la perforación de prospectos. Para el escenario base se tienen considerados estudios de carácter regional enfocados principalmente tanto al Cretácico como al Jurásico. Y bueno, se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tienen también estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, estudios de diseño VCD y pruebas de prospecto. En este caso para el escenario base se tiene considerado la perforación de un prospecto que es Canihua, que está programado para mediados de 2023. Y bueno, se cuenta también con un escenario incremental en donde se tienen estudios para madurar los prospectos que se tienen ahí identificados como es el caso de Xuwa y también estudios de VCD de los mismos. Y si se lo permite las condiciones tanto sociales como económicas, tiene considerado un procesado sísmico. En este caso realizar una adquisición sísmica denominada Tamabra 2D y un procesado sísmico Gallo-Tres Hermanos 2D. Estos serían, pues las gestiones ya comenzaron, pero sería para el próximo año, sobre todo la adquisición. Y en el escenario incremental pues se tiene un pozo considerado, que es el pozo Vara Alta-101.

Aquí es básicamente las actividades de este escenario base en donde los estudios regionales van a ir sobre toda el área de asignación y podemos ver dónde está ubicado el prospecto a perforarse en este escenario, que es el prospecto Canihua y el cual vemos que, bueno, de tener éxito tal vez podría exceder los límites del área de Asignación. Y bueno, también se tiene considerado aquí un estudio de identificación, evaluación y selección de prospectos del Vara Alta-101.

Esta es la línea sísmica en donde nosotros vemos la ubicación del prospecto Canihua, el cual va buscando estas facies aquí de la formación el Abra Lagunar. La profundidad programada del objetivo es de 790 metros aproximadamente y la profundidad total para lo que sería este pozo, pues es un pozo somero, va a profundidad de 1,125 metro aproximadamente. El tipo de trampa es combinada. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite pesado. Los recursos a la media sin riesgo son de alrededor de 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 34% y de tener éxito podría esto repercutir en una posible incorporación de recursos de 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Estas son las actividades del escenario incremental en donde se tienen tres estudios. En este caso, uno de identificación, evaluación y selección de prospectos y bueno, que también va enfocado a esta zona. Un VCD para este mismo prospecto y, de

Handwritten notes:
A blue checkmark.
A large handwritten 'M' with a downward arrow.
Handwritten initials 'D. F.' at the bottom right.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

llevarse a cabo la perforación del prospecto Vara Alta, pues se le estaría realizando una prueba al mismo. Y la adquisición que ya mencioné de Tamabra y el procesamiento sísmico de Gallo-Tres Hermanos y la perforación pues del prospecto Vara Alta, el cual vemos ubicado casi al centro de la Asignación.

En lo que respecta a los recursos de hidrocarburos, bueno, pues los recursos para Canihua en el escenario base rondan los 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y bueno, para el escenario incremental se tiene lo que es el prospecto Vara Alta con un recurso aproximado de 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los posibles recursos a incorporar serían 10 millones para el escenario base y en el escenario incremental podrían incrementar a 22 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Este es el Programa de Inversiones donde se tiene considerado una inversión aproximadamente de 8 millones de dólares para el escenario base y de llevar a cabo las actividades del escenario incremental el operador estaría haciendo una inversión hasta de cerca de los 16 millones de dólares, en donde la perforación de los pozos sería lo que lleva el mayor porcentaje en la inversión.

Como conclusiones, pues es continuar con la exploración en esta Asignación en los plays mesozoicos. Bueno, vemos que se justifica en función de las características geológicas del área, por lo que de llevar a cabo permitiría acelerar el desarrollo del conocimiento petrolero en esta zona. Y en lo que respecta a lo estimado por Pemex, en este caso el éxito exploratorio de la perforación, los dos escenarios plantean la posibilidad de incorporar recursos hasta cerca de 32 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y la inversión que puede ir desde los 7 millones de dólares hasta los cerca de 16 millones de dólares considerando ambos escenarios. Por lo cual, bueno, pues nosotros vemos factible esta solicitud de aprobación del Plan de Exploración y lo dejamos a su consideración Comisionados. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Muchas gracias Ingeniero Ricardo Trejo Ramírez. Comisionada Alma América, tiene la palabra.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Ahora sí quisiera hacer un comentario. Primero en la lámina 3 por favor. Bueno, la lámina 3 creo que hay un error aquí simplemente de dedo en lo que es la solicitud de aprobación y la prevención. Yo sé que podemos adivinar el pensamiento, pero entró el 22 y la prevención se hizo el día 15. Entonces a no ser que ya tuviéramos los documentos, no podemos hacerlo así. Entonces aquí es cuestión nada más de ver cuándo fueron las fechas correctas, para que no quede ese error y que se pueda corregir. No sé en los antecedentes cómo está.

La segunda cuestión que me gustaría comentar es en la lámina 6 por favor un poco la lógica del cronograma. Resulta que tenemos en lo que se refiere a los estudios VCD, dice que van a hacer el estudio de Vara Alta-IXP a finales del 2024. Sin embargo, lo van a hacer al mismo tiempo que van a perforar el pozo. ¿Vieron la lógica de esas actividades ingeniero Trejo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí doctora. En este caso está programado, se ve como que fuera al mismo tiempo. Sin embargo, el VCD lo tienen ellos avanzado de cierta forma y no les llevaría mucho tiempo el poder realizarlo. Y es más, aquí nada más el detalle es de cómo lo representé. El detalle es el polígono que se ve que cubre todo ese tiempo. Sin embargo, este está considerado a finales del mes de octubre, antes de la perforación del pozo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, entonces hay que ponerlo igual, bien correcto, ¿no? Porque si no, sí parecería que lo va a hacer al mismo tiempo, entonces ya no tiene lógica, que es lo que siempre digo. Para perforar un pozo, mínimo tienen que tener tres meses antes la planeación del pozo. Entonces no es de que de la noche a la mañana perforen un pozo exploratorio, sobre todo. Entonces necesitan tener planeado ese pozo por meses antes. Entonces creo que esto es bien importante representarlo adecuadamente porque si no pues en un momento dado cualquier operador nos va a venir a decir es que yo así lo tenía representado y yo no lo tenía planeado y ayer empecé a perforar. Entonces creo que eso no se puede hacer en una buena planeación. Estamos autorizando aquí el Plan, entonces si lo autorizamos así, creo que tiene que estar adecuadamente planeado y representado. Ese sería mi segundo.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a checkmark and the number '1.9'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y la tercera viene en el sentido de cómo está que bueno, no se ve público, pero es en donde está la lámina 8. Yo creo que hay un cambio en la facie. Entonces ustedes manejan que es Cretácico Medio la formación Abra Lagunar. Entonces lo que representan en verde en la sección sísmica es un cambio de facie de la formación Abra, ¿o qué es lo que están representando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí doctora, precisamente eso es lo que se está queriendo representar, mostrar aquí en esta imagen. Es el cambio de facies ahí asociado a lo que sería venir de la formación Tamabra hacia lo que es el Abra, todo dentro del Cretácico Medio.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, porque finalmente se representaría como especie de canal para poder, o sea, es lo que están representando ahí y es lo que van a seguir. Al final no es continua esa parte. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Es correcto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, esos serían todos mis comentarios. Pero yo creo que sí es bien importante que se modifiquen los otros dos, sobre todo en antecedentes, que esté bien en la resolución y lo del cronograma para que no quede al mismo tiempo el VCD y la perforación del pozo, porque un pozo se tiene que planear y no pueden decir que se está perforando al mismo tiempo que se está planeando. Gracias. Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Comisionada. Seguramente haremos los ajustes correspondientes muy atinados. Y ahora la palabra el Comisionado Héctor por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4 por favor. Ingeniero, no nos pudiera dar un poquito de esta asignación. O sea, cuando vemos esto es una Asignación bastante explorada. Se perforaron 23 pozos exploratorios. Hay 9 estudios regionales y yo tengo dos preguntas. La primera es: ¿alguna vez se desarrolló? ¿Hubo extracción? ¿Todavía ahorita están extrayendo?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Iba a esperar a la segunda pregunta, pero vamos a la primera. Esta Asignación originalmente nació como una Asignación de extracción. Posteriormente previa opinión de la Comisión en este año en enero se le otorgaron a Pemex derechos para el área de exploración en este caso porque ellos identificaron un potencial adicional, que es los que estamos mostrando ahorita con los prospectos. Entonces es un área que si ha tenido extracción, pero de los pozos, de los 23 pozos que menciono ahí, solamente dos pozos salieron productores. Uno salió en el año de 1955 y el otro en 1960. No se tienen muchos datos de ellos, únicamente su estado. Actualmente pues no producen. Están cerrados y lo demás pues por obvias razones están taponados ya todos esos pozos. Entonces ahorita Pemex quiere venir a ver si tienen éxito con estos nuevos estudios que han estado viendo.

Ese tipo de formaciones, como lo que veíamos en la lámina con la doctora Alma América, no se encuentran distribuidos así regionalmente o en la zona así local, sino que son crecimientos muy focalizados. No están en toda el área. Entonces por eso es de que tiene todavía mucha oportunidad en esta zona de que puedan seguir teniendo descubrimientos y sobre todo hacerles mucha más actividad exploratoria.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. Y la otra pregunta en la página 6 es un poquito la continuación de la pregunta de la doctora. Si nosotros vemos por ejemplo Canihua y vemos las actividades que están en la parte de abajo, tienen una identificación de prospectos, luego tienen VCD, luego tienen la perforación y luego tienen la prueba. Son las barras que están ahí en color verde. Sin embargo, cuando vemos nosotros lo que se refiere a Vara Alta, no nada más están empalmados, sino además no están completos. Entonces la pregunta es ¿va a haber más actividades?, ¿están pensando en otro periodo o es suficiente? Vean ustedes los cuatro de Canihua y vean ahora Vara Alta que nomás hay dos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Ya sé dónde está la confusión doctor. Es que Vara Alta es un pozo del escenario incremental. Sin embargo, tiene actividades en el escenario base. Este que usted

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ve aquí es de Vara Alta. Por eso es de que los cuatro que ve para lo que es Canihua, hacen falta en el escenario incremental. Pero no es que hagan falta, sino es que se van a realizar también en el escenario base esos estudios. O sea, el estudio de VCD de Vara Alta del escenario incremental se va a realizar en el escenario base. Entonces van a tener su VCD. El estudio de identificación también se está realizando en el escenario base y pues ya lo que le resta pues es la perforación y la prueba de prospecto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Cuál es la lógica de separar una cosa que es un proceso en dos escenarios diferentes?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctor. Es que ya fue parte de lo que se mencionó en los antecedentes, pero Vara Alta tiene una cuestión administrativa que resolverse en la Secretaría de Energía. Está buscando Petróleos Mexicanos resolver administrativamente esta situación para poder perforar ese pozo. Por eso no lo pueden poner en el escenario base. Tienen que dejarlo en el incremental ante la posibilidad de que no se resuelva eso. Es por esa razón.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya con eso me aclaraste, sí se ve raro. Gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Bueno primero que nada recordar que esta Asignación trae un CIÉP y que sí tiene producción, son del orden de 950 barriles por día más o menos. Entonces de toda la actividad que está haciendo ahí Petróleos Mexicanos de los años 40 y últimamente, definieron o llegaron a la conclusión que podía haber todavía un potencial de exploración. Entonces nosotros dimos una opinión favorable a la Secretaría de Energía pues para que se les diera en la Asignación también el potencial de hacer exploración. Por eso es que el día de hoy estamos revisando el Plan de Exploración y sería el primer periodo. O sea, los primeros tres años. Ellos tendrían la posibilidad en función de los resultados que tengan en el área de pedir más tiempo si es que lo requieran.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Definitivamente tienen pues una gran cantidad de conocimiento del área y más para cuestiones de perforación de pozos. Pero efectivamente pues hay que hacer todo el proceso, hay que hacer los VCD, hay que hacer las pruebas de prospectos. Pero seguramente ya todo está muy adelantado como nos dijo el ingeniero Ricardo Trejo y ojalá y tuvieran éxito porque además tienen la ventana de infraestructura en superficie, lo cual permitiría tener un potencial de la rentabilidad en función del uso de instalaciones que ya están ahí presentes en el área, lo cual sería muy bueno para el proyecto. Aunque se trata de aceite pesado según el planteamiento, pues ya veremos qué es lo que resulta. Me parece que toda esta información que tienen, todo el conocimiento de la operación en el área para las cuestiones sociales, para las cuestiones técnicas, pueden tener buenos resultados y posiblemente hasta en menor tiempo. Pero bueno, el operador Petróleos Mexicanos nos plantea este escenario, el cual se observa que es el adecuado. Y de acuerdo con la asignación de la SENER, pues tienen la obligación de perforar un pozo. Pero obviamente si el pozo que perforan es exitoso, pues van a ir mucho más que eso. Muchas gracias, son mis comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Y aunado a eso que en esa región las actividades petroleras son básicas para la economía de la región. De nuevo la pregunta a qué se debió la prevención que se le hizo a PEP.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO TREJO RAMÍREZ.- En este caso como se traen los estudios regionales y también lo de la adquisición símica, pues se le pidió mayor detalle. Aquí lo voy a mencionar tal cual. En virtud de que ambos estudios abarcan la extensión territorial fuera del área de asignación, que se trasciende, presente la metodología de determinación de costos propuestos, así como la distribución de las inversiones respecto de las áreas de asignación. Y bueno, y la otra que también se solicitó fue que tuvieran congruencia porque nos estaban manejando diferentes datos en las inversiones precisamente. Aquí las prevenciones básicamente fueron de la parte de la inversión.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniero. Si ya no existen otras intervenciones al

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

respecto, por favor Secretaría adelante con la lectura del acuerdo y su aprobación.

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 y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción III y 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.001/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca.

ACUERDO CNH.E.91.001/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0394-2M-Tierra Blanca.

II.2 Modificación al Programa de Trabajo 2022 y al Presupuesto asociado al mismo, presentada por ENI México S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, 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.- Gracias doctora Ana Margarita. Buen día Comisionada, Comisionados. Vamos a iniciar con este tema. En nuestra primera lámina colocamos el fundamento jurídico que asiste para la evaluación y resolución de esta solicitud y en el mapa colocamos en color rojo el polígono del área contractual del Programa de Trabajo y Presupuesto que se está modificando. Podemos observar que colinda con diferentes áreas contractuales tanto de producción compartida como de licencia, además también de asignaciones de exploración. Si continuamos.

Entonces estamos en la relación cronológica. Esta solicitud se recibió el 30 de noviembre y estamos el día de hoy para someterla a aprobación de este Órgano de Gobierno. Respecto de la

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ubicación y generalidades, tenemos que esta área contractual se localiza en aguas someras del Golfo de México dentro de las provincias petroleras Cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo. Los tirantes de agua van desde los 150 hasta los 550 metros de profundidad y este contrato de producción compartida se firmó el 25 de septiembre del año 2017.

Respecto del Plan de Exploración inicial, este se aprobó el 25 de septiembre del año 2018. Posteriormente el Operador solicitó dos modificaciones al Plan. La última se realizó el 10 de mayo de este año y también un mes después se aprobó el Programa de Trabajo y Presupuesto para este año 2022 y el Operador se vio en la necesidad de modificarlo a inicios de noviembre de este año. El Operador ya realizó aquí una perforación, fue la perforación del pozo Ehécatl-1EXP en el año 2020, el cual resultó seco.

Y del Programa Mínimo de Trabajo tenemos que el contrato marca 2,700 unidades de trabajo y también indica un incremento por 75,400 unidades de trabajo y a la fecha no se cuenta con unidades acreditadas. Sin embargo, ya se solicitó la acreditación de 52,793 unidades de trabajo. Y bueno, respecto al periodo inicial de exploración, este fue de cuatro años a partir del 25 de septiembre del año 2018 y el Operador solicitó la adhesión a uno de los acuerdos COVID y además la Comisión le otorgó una prórroga por cinco meses para concluir las actividades exploratorias del periodo inicial de exploración. Por lo tanto, esto nos lleva a que las actividades del periodo inicial de exploración concluyen el 10 de julio del año 2023.

Y bueno, vamos a explicarles un poco la motivación de la modificación. Si bien el Operador Eni realizó sus gestiones para contratar el equipo de perforación Valaris, este como ya tenía compromisos previos se retrasó. Entonces esto hace que el equipo de perforación primero llegue al área contractual 5 operada por Murphy y ahí se encuentra perforando el pozo Tulum-1EXP. Una vez que concluya las actividades de perforación aquí, entonces se trasladará al área contractual de Eni para perforar el pozo Yatzil-1EXP. Entonces ellos van a tener disponible la plataforma a partir de enero del próximo año. Esto hace que el Operador tenga que recalendarizar sus actividades previas de perforación que tenía contempladas para noviembre y diciembre de este año. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estas actividades pasarán hacia 2023 y también la parte correspondiente del presupuesto.

Y esto es una comparativa del Programa de Trabajo y Presupuesto. Podemos observar que el programa aprobado contempla los meses de septiembre a diciembre y existen diferentes actividades. Entre ellas, está general, geología, perforación de pozos y seguridad, salud y medio ambiente y podemos observar que estas actividades de perforación y seguridad, salud y medio ambiente están enfocadas a noviembre y diciembre porque el Operador pensaba que a esa fecha ya iba a tener disponible la plataforma. Sin embargo, como no va a ser posible esto, entonces está recalendarizando algunas actividades de perforación de pozos y seguridad, salud y medio ambiente para contemplarlas hacia el año 2023. Aquí es importante mencionar que este plan tiene dos escenarios: un escenario base y un escenario contingente. Lo que se está modificando en esta modificación es el escenario base. El escenario contingente no sufre modificación.

Entonces finalmente así es como queda en caso de que ustedes aprueben esta modificación, queda con tres subactividades. General, que se refiere a gastos generales y de administración. Perforación de pozos, en donde estaría realizando algunas o más bien las últimas actividades previas a que inicie las actividades de perforación que son permisos, los últimos detalles de la preparación del programa de pozo. Otros se refieren a pruebas de formación, que aquí es básicamente prever la herramienta que va a utilizar y también accesorios y otros, que es el material que también debe de tener antes de que inicie la perforación. Y en seguridad, salud y medio ambiente estaría realizando monitoreo de calidad de aguas y sedimentos.

Y para la modificación al presupuesto, actualmente tiene vigente 10.89 millones de dólares y entonces el presupuesto sujeto a modificación es de 1.93 millones de dólares. Y como mencionamos, el escenario contingente que está conformado por el base más el incremental no se modifica.

Por lo tanto, Comisionada, Comisionados, tenemos las siguientes conclusiones. La modificación consiste en la recalendarización de actividades previas a la perforación. La modificación no alteraría la ejecución del Plan de Exploración, ni sus objetivos y alcances.

Handwritten signature and initials in blue ink, including a large 'M' and 'C-9'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces la modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 presentada es congruente con respecto del Plan de Exploración aprobado y el Presupuesto 2022 es congruente con el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo. Es razonable, puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades descritas y además son consistentes con los requisitos del contrato. Por lo tanto, tenemos la opinión técnica. Tenemos que la modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto referente al Plan de Exploración se identifica técnicamente factible derivado de que cumple con las cláusulas del contrato y con lo establecido en los lineamientos. Por lo que se propone al Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto para este año. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniera Leticia Torres González. Tiene la palabra consejera Alma América.

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

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más una duda. ¿Cuándo fue aprobado el último Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 para este contrato?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORRES GONZÁLEZ.- Fue aprobado el 28 de junio.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El 28 de junio. Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. De no existir otras observaciones sobre este caso, ruego a la Secretaría someterlo a aprobación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Claro que sí. En este caso daré lectura a dos acuerdos, uno referente al Programa de Trabajo y otro referente al Presupuesto. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 relacionado con el Plan de Exploración de Eni México S. de R.L. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.002/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 relacionado con el Plan de Exploración de Eni México, S. de R.L. de C.V. del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.91.002/2022

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

Órgano de Gobierno Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria 13 de diciembre de 2022

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2022 relacionado con el Plan de Exploración de Eni México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Respecto al segundo acuerdo referente al presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022 presentada por Eni México S. de R.L. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.003/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.91.003/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

II.3 Modificación a la autorización otorgada a Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Tulum-1EXP.

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

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenos días Comisionados. En esta ocasión traemos para su consideración los detalles técnicos, como ya se mencionó, de la solicitud de modificación de la autorización del pozo Tulum-1EXP del operador petrolero Murphy Sur.

En la siguiente diapositiva me voy a permitir obviar el fundamento jurídico para la solicitud de esta modificación. Lo que podemos observar en la parte derecha es la localización del pozo Tulum. Esta se encuentra en aguas profundas del Golfo de México. El principal objetivo de esta modificación es la incorporación de la posibilidad de la realización de un side track o una ventana para perforar los mismos objetivos geológicos con las que se autorizó en este caso la solicitud inicial. Por lo que decidimos proponer en esta lámina de manera gráfica cómo se realizaría esta perforación. Los detalles los veremos más adelante, lo traemos más a detalle. La posibilidad de la realización de un side track en agujero descubierto y para

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforar los mismos objetivos geológicos. Este sería el side track y del lado derecho pues la ventana. La ventana esta sería abierta en una tubería de revestimiento de 14". Los dos tienen el mismo objetivo, solo que cada escenario en este caso el side track o la ventana dependen de las condiciones operativas de pozo. Es decir, si utilizan una tubería de contingencia, estarían abriendo una ventana. Si la de contingencia no es utilizada, se estaría haciendo un side track en agujero descubierto.

En la siguiente diapositiva, bueno, traemos la línea de tiempo de esta modificación. Como antecedentes, antes quisiera comentarles que esta autorización fue otorgada el día 9 de junio de 2022. El pozo inició perforación el día 26 de noviembre de 2022 y la solicitud de modificación fue ingresada el día 23. Es decir, tres días previos a que el pozo iniciara la perforación se ingresó esta solicitud. Al día de hoy el pozo se encuentra. Más bien, al día que respondieron la prevención, esta prevención que fue emitida el día 30 de noviembre y respondida el día 2 de diciembre, el operador petrolero ya había perforado la etapa de 36" y asentado la tubería de revestimiento a 1,251 metros. La de 22" a 1,953 y está preparándose para perforar la siguiente etapa de perforación.

En la siguiente diapositiva traemos los detalles ya de la modificación. En color azul se muestran las opciones que versan sobre esta modificación: la posibilidad de perforar un side track o una ventana. En color negro son los objetivos geológicos que se estarían perforando en la trayectoria principal. Este pozo, bueno, es un pozo de aguas profundas con un tirante de agua de 1,139 metros y una elevación de la mesa rotaria aproximadamente de 25 metros. Estiman encontrar hidrocarburo ligero de 25° a 30° API. La trayectoria principal es una trayectoria tipo "J" y la ventana y el side track corresponderían a trayectorias tipo "S" modificada. Las profundidades totales del side track o ventana se muestran en color azul en esta parte.

Y por lo que respecta al Programa de Perforación y abandono, este pozo inició, como ya se comentó, el día 26 de noviembre. En caso de que no se encuentre prospectividad en el agujero principal para los objetivos correspondientes al Mioceno Inferior y el Oligoceno, el pozo concluiría aproximadamente el día 7 de enero de 2023 con el taponamiento y abandono. Si se encuentra prospectividad, el Operador Petrolero plantea no abandonar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozo e iniciar el side track y este cronograma que iniciaría aproximadamente del 27 de diciembre al 20 de enero incluye la perforación del side track y el abandono completo del pozo. Entonces en ese sentido está dividido. Opción 1 sería perforar y abandonar sin prospectividad y opción 2 sería perforar y además perforar el side track, tomar registros y posibles núcleos y después abandonar. Los recursos prospectivos para este pozo se consideran de la misma manera que se autorizó en la solicitud inicial, 62.24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico del 41%.

En la siguiente diapositiva podemos ver la sección sísmica que va de Este a Oeste. La trayectoria en blanco, la trayectoria principal. Aquí se pueden observar las cimas de los marcadores de cada uno de los objetivos pertenecientes al Mioceno y al Oligoceno y estas trayectorias la azul clara y azul fuerte corresponden a las trayectorias del side track y en este caso la azul clara a la ventana. Como pueden ver, van a atravesar los mismos objetivos y tienen la misma finalidad, solo que dependiendo de la operatividad del pozo. Es decir, si el pozo se los permite, y el Operador así lo manifestó, ellos preferirían hacer un side track en agujero descubierto que abrir una ventana en la tubería de 14".

Lo que se muestra aquí del lado derecho son los mapas de las cimas estructurales tanto para el objetivo geológico Mioceno Inferior 18.1A, Mioceno Inferior 22.6 y el Oligoceno. Y esta línea corresponde a la trayectoria. Como pueden ver, el pozo es un pozo subsalino. Estaría perforando por debajo de la sal. En la siguiente diapositiva.

Se trató de esquematizar con colores para hacerlo un poco más entendible. La trayectoria principal, que es la que se autorizó en la solicitud inicial que respondería al estado mecánico en negro que está del lado izquierdo. Las opciones verde y azul corresponden al side track y la apertura de la ventana que están esquematizados de este lado izquierdo en color verde y azul. Es decir, el side track sería perforado por debajo de la TR de 14" aproximadamente a 3,760 metros y la ventana sería abierta en tubería de 14" aproximadamente a 3,500 metros. Y como escenarios de contingencia se plantean el color rojo para ejemplificarlo. Para la trayectoria principal se plantean tres escenarios que fueron en su caso y en su momento autorizados en la solicitud inicial y para la

Handwritten notes:
A blue checkmark.
A blue scribble.
A blue arrow pointing downwards.
The number "79" written in blue.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación del side track se plantea la utilización de una tubería de 9 7/8" aproximadamente a 4,381 metros y concluir en agujero descubierto de 8 1/2". Los detalles técnicos de cada una de las opciones pues se muestran en pantalla del lado derecho. Únicamente comentarles que posterior a la perforación del pozo, independientemente de los resultados, el pozo sería abandonado. Y el Operador planteó el abandono en estricto apego a los Lineamientos de Perforación de Pozos y a las prácticas internacionales.

Y en este sentido en la siguiente diapositiva tenemos unos comentarios, que nuevamente reiterarles que este pozo está considerado dentro de la modificación del Plan de Exploración. Esta fue autorizada el día 7 de abril de 2022 mediante la resolución que se muestra aquí en pantalla. El Operador mostró evidencia de un diseño adecuado para la modificación de esta autorización. Y en este sentido, la Dirección General de Autorización considera técnicamente adecuada modificar la autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tulum-1EXP dado que no se observaron elementos geológicos, operacionales, de integridad del pozo o de cumplimiento en la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su perforación. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Héctor Silva González. Por favor, Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Yo tengo varias dudas del procedimiento. Es un pozo yo entiendo que ya fue autorizado y el side track o la ventana, o sea, son dos solicitudes que creo que nos están haciendo, ¿están consideradas en el Plan de Exploración en estos casos? O sea, yo entiendo que el pozo sí, pero ¿está considerado también hacer side track o ventana en el plan?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí Comisionada, está dentro del plan de manera conceptual. Es decir, los detalles que traemos a consideración el día de hoy no están en el plan. Las cimas de los objetivos y las bases con las trayectorias no están consideradas,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pero sí está la posibilidad y lo deja abierto así el Plan de Exploración de realizar un side track.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. O sea, porque como lo tienen planteado es en caso de éxito del pozo hacer el side track o la ventana, que ahorita voy a eso. Y la distancia en el objetivo más profundo creo que es en el Oligoceno. Cuál es la distancia entre el objetivo del pozo principal a lo que es, bueno, los dos estarían más o menos igual al side track o la ventana.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Para los objetivos el más profundo que sería el Oligoceno-25 estarían aproximadamente a 579 metros de separación y eso es considerando si se hace el side track en agujero descubierto. Si se hace la ventana, estarían aproximadamente a 578 metros. Es decir, es lo mismo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mi punto es, o sea, el objetivo no es objetivo delimitador. O sea, no dicen qué objetivo es. O sea, delimitar posibles yacimientos o algo así. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El objetivo que plantea el Operador con la perforación del side track o la ventana es únicamente afinar la caracterización del yacimiento y en ese sentido plantea llevar a cabo registros y tomar núcleos convencionales, la toma de núcleos convencionales.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, lo que pasa es que aquí ya están delimitando el yacimiento porque es en caso de que sea exitoso van a empezar a hacer un side track. Es que aquí es muy diferente a lo que hemos estado viendo, por ejemplo, en los planes que hemos visto de otros operadores que hay una falla intermedia y que hacen un side track para ver el otro bloque. Entonces sí son dos pozos exploratorios. En este caso en realidad sería un delimitador y es francamente un delimitador y eso entraría en otro tipo de proceso. O sea, yo lo dejo ahí porque para mí el side track ya es un delimitador en este caso y entraría inclusive con otra clasificación porque ellos dicen en caso que el pozo principal sea exitoso, el side track o la ventana sería para caracterizar el yacimiento. Pues sí, o los yacimientos, que finalmente serían delimitar el yacimiento que debería de estar ya

Handwritten marks: a blue checkmark, a blue checkmark, and a blue signature.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en un Programa de Evaluación. Esa es mi opinión. Y bueno, la segunda es: ¿dicen en qué condiciones harían la ventana y en qué condiciones harían el side track? Porque a mí me quedó confuso.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Si Comisionada. Si nos pueden por favor regresar a la lámina del diseño de pozo. El diseño autorizado es el que se muestra en línea negra, que es una tubería de revestimiento de 36" 1,245 metros, la cual ya fue perforada y asentada. Esta de 22" también por lo que nos comentó en respuesta a la prevención y estarían perforando al día 2 de diciembre tenían actualización de perforar esta etapa de 18" a 3,100 metros. Posteriormente estarían cementando esta tubería, este liner de 18" y perforando para posteriormente asentar esta tubería de 14" a 3,672 metros verticales aproximadamente.

Aquí consideran un liner de contingencia. Si no se requiere, no se va a utilizar. Lo mismo en las etapas subsecuentes, que son liners de contingencia de 11 7/8" y 9 7/8". Es decir, el Operador planea perforar en agujero descubierto desde 3,672 metros hasta la profundidad total del pozo sin utilizar estos liners de contingencia. Si es exitosa esta perforación, el Operador podría perforar y abrir un side track a profundidad de 3,750 metros y reperfurar los objetivos con esta nueva trayectoria. En dado caso que tengan que utilizar alguno de estos liners de contingencia, ya sea el de 11 7/8" o 9 7/8", que por geometría cualquiera de los dos pueden ser utilizados, el Operador asentaría este liner y no tendría la posibilidad de hacer un side track aquí en agujero descubierto, por lo que tendría que abrir una ventana en esta tubería de 14" a más o menos 3,500 metros y esta es la otra opción con la que estaría perforando nuevamente los objetivos geológicos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias, quedó muy claro. Muchas gracias, maestro Silva. Es todo, gracias Comisionado Presidente.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Néstor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más hacer el comentario de que precisamente el tema anterior del Orden del Día tenía que ver con Eni y era un cambio del Programa de Trabajo y Presupuesto precisamente porque nos hacen ver que hay problemas para localizar equipos disponibles. Estamos en aguas profundas y entonces Eni y Murphy están utilizando el mismo equipo. Murphy está operando Tulum. Cuando termine Tulum, pasará a perforar Yatzil. Entonces, es claro que desde el punto de vista operativo estoy perforando y tengo éxito comercial, pues aprovecho que tengo el equipo ahí para hacer el side track o la ventana, lo que fuera para poder tener ventaja sobre las cuestiones de mercado, los equipos de perforación. Entonces pues es algo que al principio cuando ellos lo visualizaron, pues seguramente no veían toda esta complicación. Pero creo que están haciendo un uso eficiente de todo el equipo o del equipo que ya está puesto ahí en el lugar. Y además se observa que, como lo comentó el maestro Héctor Silva, de que es adecuado. Ya se verá si es side track, si es ventana, pero finalmente eso es lo más conveniente desde el punto de vista operativo. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Si no existen otras observaciones, adelante con la aprobación del acuerdo 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, 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 emite la modificación de la autorización otorgada a Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Tulum-1EXP. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que
si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por
unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.004/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos emite la modificación de la autorización
otorgada a Murphy Sur, S. de R.L de C.V., para realizar la
perforación del pozo exploratorio en aguas profundas
Tulum-1EXP.

ACUERDO CNH.E.91.004/2022

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 emite la modificación
de la autorización otorgada a Murphy Sur, S. de R.L. de
C.V., para realizar la perforación del pozo exploratorio en
aguas profundas Tulum-1EXP.

II.4 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0301-M- Campo Santa Águeda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Miguel Ángel Ibarra Rangel, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Gracias doctora, Comisionada, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente traemos a su consideración la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

En la lámina podemos ver las generalidades de la solicitud. Fue presentada por Pemex el 3 de octubre de 2022. La traemos para su aprobación hoy día 13 de diciembre de 2022. En la parte inferior izquierda vemos el mapa de ubicación de la Asignación. Esta se encuentra aproximadamente a 16 kilómetros de la ciudad de Papantla, Veracruz y del lado derecho podemos ver las características de la misma con un área de 23 kilómetros cuadrados. Es una Asignación de extracción de hidrocarburos y el yacimiento es el Cretácico El Abra. El tipo de fluido es aceite negro de 15° API.

En la lámina podemos ver lo que son las etapas de desarrollo del campo y la justificación de modificación del Plan. En la gráfica del lado superior izquierdo podemos ver que la explotación del campo comenzó en los años 50 con la exploración y el desarrollo del Campo Santa Águeda y la perforación de 64 pozos. Asimismo, tuvo una segunda etapa en donde se notó el incremento de agua por avance del acuífero y también se realizaron actividades de reparación de pozos a la cima del yacimiento, explotándose principalmente el casquete de gas. Posteriormente se tuvo una plataforma de producción de aceite de 2.2 millones de barriles y con 15 pozos operando. Y por último se reactivó la perforación de pozos y la reparación de los mismos, identificando zonas con aceite remanente.

En la parte inferior derecha vemos la tabla de variaciones y justificaciones de modificación. Estas se deben principalmente a

[Handwritten signature and scribbles]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una variación del 129% aproximadamente en cuanto a la inversión, un incremento de más del 30% en la producción de hidrocarburos y asimismo alcanzar la meta de aprovechamiento de gas del 98%.

En cuanto a las alternativas de desarrollo, el asignatario presenta dos alternativas, de las cuales selecciona la segunda, en donde se presenta la perforación y terminación de un pozo, cuatro reparaciones mayores y 22 reparaciones menores. Asimismo, con el objeto de recuperar un volumen de 4.15 millones de barriles de aceite y 4.96 miles de millones de pies cúbicos de gas. La alternativa seleccionada presenta una mayor actividad física, mayor inversión y mayor rentabilidad y por otro lado también en cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, se actualiza y se actualizan adicionalmente los puntos de medición de hidrocarburos.

En la lámina podemos ver las gráficas del comportamiento de producción del plan vigente. Asimismo, lo real para aceite y para gas y el pronóstico de producción acumulada que se espera derivado de la modificación del plan a la vigencia de la Asignación. Del lado derecho podemos ver la variación en cuanto a las inversiones realizadas en el Plan vigente, la real y la modificación del Plan también a la vigencia de la asignación. Y por último en la parte inferior derecha podemos ver la tabla de las actividades, la descripción de las mismas en cuanto a perforación y reparaciones y terminaciones del Plan vigente, lo real y la modificación del Plan.

En cuanto al costo total del proyecto, se estima invertir 123.59 millones, de los cuales el 75% correspondería a producción, el 16% a abandono y el 8% a desarrollo. Como conclusión tenemos que derivado del análisis se concluye que la asignación ha tenido un mejor comportamiento en cuanto a producción mejor de lo esperado y por ende se propone continuar con el desarrollo con el objeto de maximizar el factor de recuperación. Por otro lado, se recomienda que con base en los resultados de la perforación del pozo que se plantea, se reevalúe las características del yacimiento y se analice la posibilidad de perforar más pozos intermedios.

Como resultado del dictamen, derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda presentado por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación. Es cuanto Comisionados, quedamos atentos a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Miguel Ángel Ibarra Rangel. Comisionada Alma América, tiene el uso de la palabra.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. La verdad está bastante claro. Nada más me queda la duda entre la lámina 4 y la 5 si nos vamos a la 4 comentan que la alternativa seleccionada incluye la perforación de un pozo, la terminación de un pozo y cuatro reparaciones mayores. Y si nos vamos a la lámina 5, en la tabla inferior derecha en la modificación dice que hay una reparación mayor. Nada más es ver cuál es, hacerlas consistentes ingeniero Ibarra.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Sí, una es a la vigencia de la Asignación doctora y la otra es por la vigencia de la modificación hasta el 2046.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. ¿Entonces está correcta la información así?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Sí, es acotarla nada más.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, van a hacer la reparación mayor posterior a la vigencia, tres reparaciones mayores.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Es correcto. Tienen una ahorita a 2024 me parece y el resto es a 2036 que ya excede la vigencia de la Asignación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, muy claro. A lo mejor poner un asterisquito, porque sí es diferente ahí.

[Handwritten signature]
[Handwritten mark]
[Handwritten initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- De acuerdo doctora.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchísimas gracias, es todo. Muchas gracias Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando vemos los datos de aquí, cuando estaba leyendo antes dijeron la producción de 2 millones de barriles. No, es de 1,000 y tantos barriles. La producción es realmente bastante pequeña. A mí me preocupa un poquito, volumen total a recuperar son 4 millones de barriles, pero las inversiones son de 92, los gastos de operación es de 80 y si a eso le vamos a sumar todavía la parte de ASEA y la parte de impuestos, queda muy, muy apretado. Si nos vamos por ejemplo a la figura 24 del dictamen, van a ver ustedes que la mayor parte de los años salen tablas. O sea, realmente lo que se saca del petróleo es lo que costó sacarlo. Entonces un campo que te cuesta, no sé, 60 barriles sacarlo, porque lo vas a vender a 60 barriles, pues está muy raro que hayas invertido 170 millones. O sea, no se va a perder dinero, pero tampoco se va a ganar dinero. Entonces no sé si esta cosa debería llevar un asterisco. Decir habrá que estudiar esto. No sé si es de replantear el campo, que más pozos, etc.

Pero no sé si puedan poner la tabla 24 del dictamen. Figura 24, perdón. Generalmente cuando se han examinado los diferentes campos, ya sea contratos o asignaciones, el Estado se queda con alrededor del 75% de todos los ingresos. Entonces siempre por eso el petróleo ha sido el motor de desarrollo, porque produce unas cantidades muy grandes. Cuando se ve lo de Pemex, bueno, Pemex tiene diferentes tipos de impuestos, pero en términos generales Pemex paga no sé, aquí me corregirá Rafael, como el 50%. ¿Verdad? 54%.

Sin embargo, cuando vemos en este caso la Figura 24. Ahí está. Veán ustedes los ingresos, que están las barras azules, y ahora veán ustedes los gastos. Los gastos es la línea amarilla. Entonces pues el año 2023 se ve muy bien, pero a partir del 2025 prácticamente son iguales los ingresos de los gastos, lo cual hace



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que prácticamente no haya impuestos. No puedes ponerle impuestos a algo que no está produciendo utilidades. Entonces no sé cómo tratar esto. No sé si ponerle una estrellita y pedirles que reconsideren o analicen o lo que sea, porque gastarse 170 millones para no producir ninguna ganancia se me hace medio pues no sé, no vas a perder, pero seguramente Pemex tiene muchos otros campos con mayor potencial. Este puede ser, pero no de esta manera. Entonces yo nomás ahí pediría que de alguna manera hiciéramos ahí un análisis.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si analizamos la tabla de abajo, pues sí cumple con la premisa del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos de económicamente viable, pero la viabilidad es muy marginal. Eso es lo que hay que analizar.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A lo mejor con ciertas ideas se mejora tu rentabilidad. Yo no sé cómo tratar esto. No está en contra de la ley. Están en todo su derecho de hacer las cosas si así lo consideran, pero no sé si Pemex haya hecho este análisis, porque la rentabilidad es sumamente baja, para poder tener otras consecuencias si estoy además haciendo otra exploración o lo que tú quieras. Pero así a como está, a mí se me hace muy marginal. Gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues efectivamente es un campo maduro. Tenemos la producción aquí se presenta desde el 60, pero realmente hay producción anterior. Me leyeron la mente, miren, yo quería que pusieran esto porque efectivamente como que perdemos el uso o más bien la sorpresa de ver este tipo de proyectos porque los desdeñamos. Decimos son pequeñitos, son marginales, pero vean. La alternativa 2 seleccionada tiene un valor presente neto antes de impuestos de 51 millones de dólares. O sea que ya pagó todo lo que fueron las inversiones y quedan 51.4. Obviamente se ve la gran diferencia que hay después de que se pagan los impuestos y ya se comentaba aquí lo del DUC y otras cosas y ya será 8.75. Hay en este momento 30 pozos produciendo ahí en esa área y se piensa perforar otro pozo más, hacer 22 reparaciones menores, 4

Handwritten signature and initials:
C
M
N
4.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reparaciones mayores y esto nos dice el potencial. Es un campo ya bastante maduro como dije al inicio, pero trae ciertas posibilidades de seguir incrementando la rentabilidad y a mí me parece que ustedes son muy precisos en sus recomendaciones de ver después de que se perfore el pozo la posibilidad de pozos intermedios, lo cual haría que mejorara la rentabilidad.

Y pues por supuesto que me sumo a los comentarios de Comisionado Moreira en el sentido de ver un trato especial para este tipo de proyectos con Petróleos Mexicanos. No es cuestión de nuestra atribución, no podemos decir más que un comentario en el sentido de que se debería de apoyar que estos proyectos que finalmente son como marginales, pero que aportan producción, pudieran ser apoyados en una forma diferente por el propio Estado a través de la Secretaría de Hacienda. Porque no solamente es lo que vemos aquí en la lámina, esto genera trabajos, genera equipos, materiales que son usados durante la operación y generan otros trabajos fuera del Operador, en este caso de Petróleos Mexicanos. Entonces pues como decía al inicio como que perdemos esta sorpresa de que estos proyectos pues son importantes también para el país. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Yo coincido también con este enfoque de que es delicada ahí la decisión en lo marginal. En una ocasión aquí recibimos en audiencia a una empresa que se dedica a buscar lo que otros no encuentran precisamente por la versatilidad que le da su tamaño. En el caso del Operador del Estado, pues es una empresa grande definitivamente. Entonces se entiende que la observación de Héctor de que tiene muchas otras asignaciones y puede tener alternativas más rentables, etc., pero pues es una decisión. Quién sabe qué otras consideraciones hayan hecho ellos que nos traen a nosotros aquí a aprobación. Pero la observación es muy válida y creo que da para continuar reflexionando al respecto. Muchas gracias. Si no hay otras observaciones, adelante con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción III y 44, último párrafo de la Ley



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 para la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.005/2022

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 para la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

ACUERDO CNH.E.91.005/2022

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; 7, fracción III y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten number 7.4]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.5 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0098-M - Campo Comitas.

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 Fabian Mayo Salinas, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. FABIAN MAYO SALINAS.- Muchas gracias Secretaria. Comisionada, Comisionados. Con su venia Comisionado Presidente, como bien lo menciona, traemos ante ustedes la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación en referencia. En la cronología tenemos que esta solicitud la realizó el asignatario el día 3 de octubre y venimos ante ustedes el día de hoy a presentar esta solicitud de modificación.

Como generalidades tenemos que el área tiene una extensión de 58 kilómetros cuadrados. Se ubica en el estado de Nuevo León en el municipio de General Bravo. Tiene una vigencia de 20 años, es de tipo extracción. Actualmente tiene 136 pozos perforados, de los cuales 81 están operando y el tipo de fluido que tenemos es gas húmedo en planta.

Aquí podemos ver las tres etapas que ha tenido el campo en el desarrollo. La primera comienza con el descubrimiento del campo con el pozo Comitas-1 y de ahí van perforando hasta la etapa 2 cuando ya tienen 30 pozos perforados y se realizan 65 reparaciones mayores. Podemos ver ahí un incremento en la producción, que es donde ya tienen un mayor desarrollo. Y posteriormente en la etapa 3 se perforaron 65 pozos y se realizaron 80 reparaciones mayores. Las variaciones que se tienen en el plan de los supuestos de modificación que traemos para hoy son una variación de 28 pozos adicionales que pretenden perforar, un incremento o una variación en el monto de inversión del 30% y un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

volumen a producir en un incremento del 20% de la producción de hidrocarburos.

Bien, el asignatario presentó dos alternativas, de las cuales seleccionó la primera, donde se tiene la perforación de 28 pozos, 105 reparaciones mayores, 444 reparaciones menores, un volumen a recuperar de 83,000 millones de pies cúbicos, una inversión de 155 millones de dólares con 57 millones de dólares como gasto operativo. Podemos ver ahí los indicadores económicos de la alternativa, que el objetivo de esta alternativa es reactivar las reservas probables y posibles. Vemos que tiene una mayor actividad de desarrollo y también un mayor volumen a recuperar. Se actualizan los puntos de medición.

Y aquí podemos ver la comparación del plan vigente que tenemos contra la modificación que traemos ante ustedes. Podemos ver ahí el volumen a recuperar para esta modificación que es de 83,000 millones de pies cúbicos como lo comentábamos. Igual tenemos la inversión del plan vigente que era de 126 millones, de los cuales se erogaron 122 millones de dólares y ahorita se planea una inversión de 141 millones al límite económico de esta Asignación.

En la tabla inferior podemos ver la diferencia de las actividades que traen. Como plan vigente, traían 11 perforaciones y terminaciones y 73 reparaciones mayores y ahorita planean perforación y terminación de 28 pozos y 105 reparaciones mayores.

El costo total del proyecto es de 194 millones de dólares, de los cuales se distribuye el 53% para la producción, el 43% para el desarrollo y el 3% para el abandono. Como conclusiones, de acuerdo al buen comportamiento que ha presentado este campo en la producción, pues el objetivo de esto es tener mayor volumen en las reservas probables y posibles para recuperar y en esto es el objetivo, que es reactivar estas reservas. También proponemos optimizar o más bien recomendamos optimizar las actividades del desarrollo. Esto para disminuir los costos y hacer aún más rentable el proyecto que se está seleccionando. Y de acuerdo al avance, también recordamos que es un campo maduro, conforme vayan taponándose los pozos de acuerdo a la clasificación de pozos sin posibilidades de producir, pues esto se vaya actualizando el cronograma de abandono para que ellos tengan el abandono

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

antes, mucho antes de lo que tienen planeado ahorita que es hasta el 2045.

Derivado del análisis presentado, se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0098-M-Campo Comititas presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se aprueba una modificación. Es cuanto Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Fabian Mayo Salinas. Adelante Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no tengo comentarios. Muchas gracias Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más tengo un comentario. Cuando pusieron el mapa, creo que de las primeras, la 3. ¿Eso qué tan lejos está del ducto Los Ramones?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No traemos el dato Comisionado, pero con todo el gusto lo checaos, se lo damos. No debe de quedar muy lejos por la ubicación.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está muy cerquita de Reynosa.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente. Pero digamos el kilometraje exacto no lo traemos, pero no es una distancia muy grande.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Porque es muy interesante, porque tienes ya la infraestructura para sacar el gas ahí mismo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. FABIAN MAYO SALINAS.- La ciudad de Reynosa estamos a 47.5 kilómetros, de la Ciudad de Reynosa.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero están al Sur, el ducto corre norte-sur, van a estar 5-6 kilómetros del ducto. Ok, gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues se parece mucho al anterior, nada más que aquí es gas fundamentalmente. Pero vean la diferencia, así como pusieron la lámina anterior de las alternativas en el valor presente neto. Si las quieren poner por favor. Miren, aquí la alternativa 1 es la seleccionada. Antes de impuestos son 60 millones de dólares. Después de impuestos son 33. El anterior eran 51.4, que se parece mucho a 60. Pero no se parece a los 33, porque en el otro se quedan solamente con 8.75. Hay una gran diferencia en el manejo del pago al Estado de los impuestos por ser gas o por ser aceite. Entonces paradójicamente conviene más desarrollar este que es de gas que el otro que es de aceite. Para cuestiones solamente de pago.

Finalmente, yo creo que siempre hay que ver el antes de impuestos porque el Estado se queda con todo, ya sea que se lo quede la Empresa Productiva del Estado o se lo quede Hacienda, porque finalmente pues son recursos que como dijo el doctor Moreira pues han sido el motor de desarrollo durante mucho tiempo y que debiéramos de buscar que haga más con las aportaciones que ustedes hacen como recomendaciones pues puedan incrementar el valor todavía. Esta es la fotografía al día de hoy, pero seguramente que todavía hay áreas de oportunidad como lo plantean muy bien, de ver los costos operativos, de ver las eficiencias, para que esto pueda crecer y además pues también seguramente va a haber incremento en el precio del gas.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, así es. Justo ahora recuerdo que el Presidente de la República ha decidido y ha dado instrucciones a Hacienda bajar el DUC de 54% a 46%, si no mal recuerdo. Entonces este tipo de proyectos Héctor

[Handwritten marks: a blue checkmark, a blue checkmark, and the number 0.9]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que tienen valores marginales son posibles merced a esa decisión precisamente que es una decisión fiscal, que es potestad del Presidente.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nosotros aquí hicimos un estudio sobre la parte impositiva y lo comparamos con el estado de Texas. En Texas si tú tienes un pozo que produce 20 barriles, es rentable porque los impuestos son prácticamente cero. Es mejor sacarlos, aunque no te den mucho, a dejarlos enterrados ahí. Texas produce 250,000 barriles diarios de los pozos marginales. Es la carretera tú ves que están sacando 10 barriles al día. Entonces pues el comentario aquí de Néstor es muy importante. Los impuestos no solamente son un ingreso para el Estado, sino son un proceso de incentivos para las empresas que se dedican a la parte productiva, sobre todo para Pemex.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto es del proyecto, pero el proyecto genera más dinero por fuera: empleos, una gran cantidad de potencial de crecimiento económico del país. Puede ser muy importante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Fijense nada más. El volumen a recuperar son 83,000 millones de pies cúbicos diarios. Convertidos a petróleo equivalente pues son alrededor de 16 millones de barriles. O sea, este es cuatro veces el otro, en términos equivalentes. Sin embargo, el otro, véanlo así en rentabilidad, son totalmente diferentes.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y es parte de un proyecto estratégico porque van hacia reservas no desarrolladas de gas, que a su vez también pueden detonar un desarrollo adicional al que se tiene visualizado en este momento.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Eso es algo adicional que puede o no darse por supuesto. Muy bien. Habiéndose discutido y analizado el asunto ampliamente, ruego a la Secretaría someterlo a votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. Habiéndose 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 para la Asignación A-0098-M-Campo Comitas. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.006/2022

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 A-0098-M - Campo Comitas.

ACUERDO CNH.E.91.006/2022

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; 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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex
Exploración y Producción para la Asignación A-0098-M-
Campo Comitas.

La Secretaria Ejecutiva, manifestó que, de acuerdo con lo indicado por el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 14, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se abría un receso de 15 minutos, siendo las 10 horas con 55 minutos.

Siendo las 11 horas con 10 minutos, se reanudó la sesión con la presencia de los cuatro Comisionados que formaron el quorum al inicio de la misma y se continuó con el desahogo del orden del día.

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

- II.6 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.**
- II.7 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.**
- II.8 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.9 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.

II.10 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L02-A9.BG/2017

La ponencia para los asuntos II.6, II.8 y II.9 corresponde a la Comisionada Alma América Porres Luna, el asunto II.7 al Comisionado Néstor Martínez Romero y el asunto II.10 al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez. Para su desahogo, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

"UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Gracias doctora. Comisionado Presidente, Comisionados, con su venia. El día de hoy presentamos el inicio de terminación anticipada de los contratos correspondientes al contratista Pantera referentes a los bloques 4, 5, 7, 8 y 9.

En cuanto a los datos generales del contrato, tenemos que el contratista es Pantera Exploración y Producción 2.2. El área contractual para el bloque 4 es A4.BG; para el bloque 5 es A5.BG; para el bloque 7 es A7.BG; para el bloque 8 es A8.BG; para el bloque 9 es A9.BG. La fecha efectiva para todos los contratos es del 8 de diciembre de 2017. Cuentan con una vigencia de 30 años. La modalidad para todos los contratos es de Licencia. La superficie para el bloque 4 es de 440.313 kilómetros cuadrados; para el bloque 5, 444.636 kilómetros cuadrados; para el bloque 7, 445.008 kilómetros cuadrados; para el bloque 8, 416.117 kilómetros

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuadrados; para el bloque 9, 463.989 kilómetros cuadrados. Para todos los bloques en este caso en su estatus cuentan con un periodo adicional de exploración con diferentes vigencias como lo vemos en pantalla. Adicionalmente, el bloque 4 cuenta con un Programa de Evaluación, asimismo con un Plan de Desarrollo. Para el bloque 5 también cuenta con un Programa de Evaluación y adicionalmente con un Plan de Desarrollo.

En cuanto a los antecedentes de las solicitudes, tenemos que el 10 y 24 de agosto, 14 y 23 de septiembre y 4 de octubre de 2022, el contratista notificó a la Comisión la intención de llevar a cabo la devolución de una parte de las áreas contractuales, la 7, la 5, la 8, 4 y 9 respectivamente, en términos de la cláusula 7.1, inciso b) de los contratos.

Asimismo, la Dirección General de Seguimiento de Contratos remitió las notificaciones a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo, para la determinación en conjunto del inicio de los procedimientos de terminación anticipada. Con motivo de ello, la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo solicitó toda la información necesaria para estar en condiciones de elaborar los proyectos de inicio de los PTA y proponerlos al Órgano de Gobierno, misma que fue proporcionada finalmente el día 15 de noviembre del año en curso por la Dirección General de Seguimiento de Contratos.

En cuanto al marco contractual, para todos los bloques es el mismo supuesto, es la misma cláusula, el mismo número, es la 7.1 en cuanto a las reglas de reducción y devolución. Y el supuesto de igual manera es el mismo para todos los bloques. Estamos en el inciso b) si al contratista se le concedió el periodo adicional de exploración mediante el compromiso de realizar las unidades de trabajo equivalentes a un pozo exploratorio de conformidad con el anexo 5 y realizó las unidades de trabajo equivalentes a un pozo exploratorio durante el periodo inicial de exploración, deberá renunciar y devolver el 50% del área contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH al finalizar el periodo inicial de exploración.

Adicionalmente, la cláusula 7.2 referente a la no disminución de otras obligaciones, igualmente aplica y se entenderá que lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

previsto en la cláusula 7 no se entenderá como una disminución de las obligaciones del contratista de cumplir con los compromisos de trabajo para el periodo de exploración o sus obligaciones respecto a las actividades de abandono y demás previstas en el contrato.

En cuanto al supuesto de devolución del área contractual, tenemos que en término de los antecedentes y el marco contractual expuesto, resulta procedente la hipótesis de devolución del 50% del área contractual que no esté contemplado en un Programa de Evaluación o en un Programa de Desarrollo aprobado por la Comisión en virtud de que los periodos iniciales de exploración para las áreas contractuales, para todos los bloques han concluido y que al contratista se le concedieron los periodos adicionales de exploración para las áreas contractuales. Adicionalmente también es claro destacar que el kilometraje y las coordenadas de la devolución serán validadas por el Centro Nacional de Información por cada área contractual durante la tramitación del PTA y la tendremos ya al finalizar el mismo.

De igual manera para todos los bloques vamos a ver referenciada la cláusula de la etapa de transición final. Será la que aplique la 18.7, que señala que dicha etapa por cada contrato iniciará de manera simultánea con la notificación de la devolución y durará hasta 180 días prorrogables por otros 90. En todo momento también la Comisión tendrá facultades de acompañar al contratista directamente o por un tercero y la información que deberá ser presentada por el contratista y validada por esta Comisión respecto del área objeto de la devolución es la actualización de inventario de activos, informe de condiciones de pozos y materiales, el informe del estado de los yacimientos en el subsuelo del área, 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 de gestión social y la actualización de la línea base ambiental. Esto cuando aplique para el supuesto de cada uno de los elementos destinados en esa cláusula.

En cuanto al procedimiento de terminación anticipada, tenemos tres grandes ejes, que es la notificación de la devolución, que eso ya sucedió, que da inicio a la etapa de transición final para todos los contratos. Estamos en la etapa intermedia, que es la resolución

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada, que es lo que sometemos a su atenta consideración. Dará pie al análisis técnico de la etapa de transición final y otras obligaciones contractuales, adicionalmente a las consultas internas y externas, las visitas en su sitio en su caso y finalmente la resolución de Órgano de Gobierno de conclusión del Procedimiento de Terminación Anticipada.

En el caso de la pena convencional, tenemos que esta se calculará y determinará posterior al término de los periodos adicionales de exploración por cada uno de los bloques. Esto según la vigencia de sus periodos adicionales de exploración. Y eso dará lugar a la determinación de unidades de trabajo ejecutadas y no ejecutadas y en su caso el cálculo de pena convencional. Además, la verificación del pago de la pena o en su caso ejecutar la garantía de cumplimiento. Finalmente, en una tercera etapa tenemos la entrega del área contractual. Ahí se firmará un Convenio Modificatorio, también un Acta de Entrega Recepción y la determinación de obligaciones subsistentes conforme al contenido del contrato.

Derivado de lo anterior, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno iniciar los procedimientos de terminación anticipada respecto a una parte de las áreas contractuales. Esto para los bloques A4.BG, A5.BG, A7.BG, A8.BG y A9.BG en términos de la cláusula 7.1, inciso b) de los contratos. Instruir a la UATAC para que por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos tramite los procedimientos de terminación anticipada con apoyo de las unidades administrativas de la Comisión y notificar las resoluciones al contratista y a las autoridades correspondientes. Es cuanto Comisionado Presidente, Comisionados. Quedo atento para cualquier duda o aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias licenciado Daniel Pedraza. Comisionada Alma América, tiene la palabra.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. La verdad la presentación está bastante clara. Simplemente ahora sí que con el fin de que esto quede todavía más claro, sobre todo al exterior, todas estas áreas por obligación contractual tienen que regresar un porcentaje del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Área de Exploración que no estén en Programas de Exploración ni en Plan de Desarrollo. O sea, áreas que estén en Plan de Desarrollo. La mayor parte de estas áreas tienen un periodo adicional de exploración. Entonces como lo presentó muy bien el licenciado Pedraza y si nos vamos a la lámina 2 por favor, a veces con mapitas es mucho más claro y yo creo que cuando se dé la resolución final valdría la pena ya dejar las áreas que están renunciando. Pero finalmente cada una de estas áreas ahí van a ver que en realidad es un área digamos del área contractual va a ser un área digamos pequeña respecto al área total de exploración.

Entonces la renuncia es un área parcial y cada uno, si nos vamos por ejemplo a la A4.BC al primer contrato, pues este contrato tiene un periodo adicional, un área de periodo adicional de exploración. O sea, es un área que va a estar todavía en exploración, otra área que está todavía en evaluación y otra área que está en desarrollo. Entonces quitando esas áreas, va a haber una pequeña área que es la que están devolviendo. O sea, para no dar la imagen que están regresando en este procedimiento una, dos, tres, cuatro, cinco áreas o cinco contratos. Entonces cada una de estas estará regresando solamente una porción de sus áreas en sus contratos de acuerdo a lo que dice y eso es un requisito contractual. Simplemente por hacerlo mucho más claro, a lo mejor en un mapita quedaría bien, pero eso se va a definir una vez que efectivamente como lo dijo el licenciado Pedraza esté bien evaluado las coordenadas por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Eso es todo Comisionado Presidente, muchísimas gracias.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más quisiera continuar un poquito con lo que señala la doctora. Lo que está pasando es lo que pasa normalmente. O sea, tú te asignan un área, exploras y descubres que las áreas potenciales son estas, pero éstas no. Entonces para qué conservar donde no hay recursos potenciales o comerciales. Entonces creo que eso es normal que pase. Yo sí quisiera aquí felicitar a la parte legal en la página 6. El último rengloncito que dice cuando aplique. Es muy importante. En realidad, quitamos mucha labor que no conduce a nada porque para qué queremos un informe de pozos si no hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos. Entonces muchas de estas cosas que están solicitando pues es solamente cuando aplique. Si hay la línea base ambiental y está en el mar, pues está muy difícil actualizar una línea base ambiental porque ni siquiera existe una original. Entonces creo que con poner esa palabra ahí estamos simplificando mucho la tarea. Gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Efectivamente lo que estamos viendo ahí en esa lámina es lo que se planteó desde de punto de vista conceptual de lo que se tenía que pedir al Contratista para poder tener una devolución adecuada. Pero si alguno de esos puntos, y me estoy refiriendo a etapas como estas de terminación anticipada de una parte o total pues no fueran de alguna forma cubiertas, por ejemplo, la actualización de la línea base ambiental, el operador tendrá que subsanarla. ¿Verdad? Igual con cualquiera de todas esas.

Esto me lleva a la pregunta de la lámina 7, en donde ustedes plantean ahí en medio dice y en su caso determinación de pena convencional. ¿Podrían explicar un poco más licenciado Daniel Pedraza cuál sería esta posibilidad de una pena convencional de un Operador que está regresando una parte del área contractual? Porque el contrato así lo plantea, que, si no hay prospectividad en toda esa área, pues que la regresen al Estado, porque el Estado podría tener alguna posibilidad de hacera útil. ¿A qué se refiere eso de pena convencional?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Sí, gracias Comisionado. En efecto la pena convencional en este supuesto va en función a las unidades de trabajo. Ahorita estamos hablando de que están desarrollando como bien lo señalamos, un periodo adicional de exploración. Dentro del periodo adicional de exploración tienen unidades de trabajo comprometidas. Dentro de esas unidades comprometidas, van en función ahora en el tiempo en el que van desarrollando ese periodo que también puede ser sujeto de alguna prórroga.

Nosotros ahorita en este momento no podemos calcular una pena convencional en función a las unidades de trabajo, precisamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque se encuentra transcurriendo el periodo adicional de exploración. Cuando concluya ese periodo, nosotros ya podemos tener el insumo de la determinación de las unidades de trabajo acreditadas y no acreditadas. Con ello vamos a obtener precisamente el número o la numerología, como vamos a ver en otros casos más adelante, de cuál es el resultado y con ello poder calcular la pena convencional que le aplique o no le aplique. Ahora, en estos casos cualquier otro incumplimiento que no sea relacionado con las unidades de trabajo dentro del PTM, las vamos a tener amparadas y cubiertas con la garantía corporativa. En este caso, nos estamos refiriendo a la garantía de cumplimiento precisamente que va relacionada con las unidades de trabajo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pues es que ahí arriba dice procedimiento de terminación anticipado y efectivamente el contrato especifica que si no cumplen con el Programa Mínimo de Trabajo pues se determinará una pena convencional. Pero el contrato sigue. O sea, aquí lo que estamos viendo es la terminación anticipada. Si ellos están terminando una parte del área, ¿por qué aquí dentro de este proceso está la pena convencional? si para mí desde mi punto de vista, ya lo van a ver ustedes legalmente, eso es parte del contrato. ¿Por qué tenemos que supeditar o de tener una pena convencional dentro de una terminación anticipada dentro de un área contractual dentro del contrato? A mí me parece que son cosas diferentes.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSE CAÑAS.- Sí Comisionado. A ver, es que este es un supuesto que está. Esta gráfica digamos es una gráfica general y por eso dice en su caso la determinación de penas convencionales. En este caso, en estos que estamos tratando hoy, vienen del otorgamiento de periodos adicionales de exploración y esa es la razón por la cual tienen que contratar. Para otorgar el periodo adicional de exploración tienen que haber cumplido con el compromiso mínimo de trabajo, sino no procedería. En este caso entenderíamos que estas penas convencionales, en particular en estas renunciadas parciales, difícilmente aplicaría porque están cumplidos los compromisos mínimos de trabajo que eran una condición indispensable para otorgar el periodo adicional de exploración. Por eso en la gráfica dice en su caso, porque es general. Yo supongo que por eso es así. ¿Verdad?

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Es correcto. Esa pena convencional va acorde a la fase exploratoria que se traduce en los periodos adicionales de exploración que ahorita tienen vigentes. Y ahorita tenemos que esperar el cumplimiento de las unidades de trabajo dentro de esa etapa, para en su momento subir en otra ocasión al Órgano de Gobierno y determinar la pena convencional que en su caso aplique. Puede ser también que no, derivado de que están haciendo trabajos precisamente dentro de esa fase.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, yo creo que está claro. Dice en su caso determinación de pena convencional. Pero en este caso no aplica.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que lo que confunde un poquito es la manera en que está presentado porque inicia del lado izquierdo, el inicio de ETF. El paso 2 es la resolución de inicio del PTA. El paso 3 la entrega de área contractual y hasta que no existe todo eso, calculo la pena convencional. Entonces uno, dos, tres, cuatro. O sea, mientras tú no termines el periodo de exploración no puedes calcular la pena convencional.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Perdón que lo interrumpa Comisionado. Nosotros lo diseñamos precisamente, y en la lámina se aprecia, que ese cálculo será según vigencia de los periodos por cada uno de los bloques y es que ellos van a tener todavía ese tiempo para realizarlo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entiendo. Pero tú tienes un bloque, entonces tú vas a regresar un cierto porcentaje. Inicias el ETF. Das la resolución de inicio con análisis técnico, consultas, visitas, todo eso. Luego viene la entrega del área contractual cuando ya acabaste el periodo de exploración. Entonces al terminar el periodo de exploración entregas el área contractual y se determina la pena convencional porque hasta entonces no sabes cuántas unidades de trabajo en total tienes. Entonces el último paso es la determinación y si no es necesario,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

habrá que regresar una cantidad, la garantía. Pero se me hace que es así circular y no así.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Comisionada Alma América, ¿desea hacer el uso de la palabra?

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Yo decía que sí aquí solita. Pero lo que pasa es que lo que decía el doctor Moreira tiene toda la razón. O sea, creo que en este caso en específico lo de la pena convencional como es al fin del periodo adicional de exploración quizá ya no tenga sentido ponerlo por debajo de la resolución de inicio del periodo, de este periodo. Si no que a lo mejor esto se va a hacer de una manera lineal y en su caso cuando se tenga, si es que se va a devolver algún área ya total de exploración, ahí es cuando se tenga que definir una pena convencional por no haber asumido toda la parte de las unidades de trabajo para la parte del periodo adicional, si ya ahorita en estas alturas ya incluyó lo que le correspondía en el periodo inicial de exploración. Pero bueno, eso lo tienen que ver los abogados, a lo mejor está mal el diagramita.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Comisionada. De no existir, adelante Rocío por favor.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MTRA. ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Gracias Comisionado. Sí, nada más para precisión y creo que efectivamente el diagrama a lo mejor en este momento no nos ayuda mucho, pero el cálculo de la pena convencional se tendrá que hacer de manera distinta en un procedimiento independiente al término del periodo adicional de exploración. En este caso solamente se va a desahogar el procedimiento de terminación anticipada y dado que ya nosotros como Comisión determinamos el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, en este caso no se va a desahogar el tema de la pena convencional. Será materia de un procedimiento independiente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Rocío. ¿Alguien más? De no ser así, adelante Secretaria con la votación.

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten mark]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Sí. Habiendo agotado el análisis de los asuntos antes referidos y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31 fracciones VI, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI y su penúltimo y último párrafos del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, daré lectura a cinco acuerdos. Primer acuerdo. 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-R02-L02-A4.BG/2017. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.007/2022

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-R02-L02-A4.BG/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.91.007/2022

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, 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-R02-L02-A4.BG/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Segundo acuerdo. 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-R02-L02-A5.BG/2017. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.91.008/2022

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-R02-L02-A5.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.91.008/2022

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, 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-R02-L02-A5.BG/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Tercer acuerdo. 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-R02-L02-A7.BG/2017. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto
es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por
unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.009/2022

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-R02-L02-
A7.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.91.009/2022

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, 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-R02-L02-
A7.BG/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Cuarto acuerdo. Se propone que el Órgano de Gobierno
emita la resolución por la que la Comisión Nacional de

Órgano de Gobierno - Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria - 13 de diciembre de 2022

U.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área contractual respecto del Contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017. Pido en primer término a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar de viva voz el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.010/2022

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-R02-L02-A8.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.91.010/2022

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, 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-R02-L02-A8.BG/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Doy lectura al quinto acuerdo. 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-R02-L02-A9.BG/2017. Pido a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar el sentido de su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados manifestar su consentimiento levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.011/2022

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-R02-L02-A9.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.91.011/2022

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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unanimidad, 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-R02-L02-A9.BG/2017.

La Secretaria Ejecutiva informó que los siguientes dos asuntos serían expuestos también en una sola presentación:

II.11 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

II.12 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia parcial de Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-03/2017.

La ponencia estos asuntos son de la Comisionada Alma América Porres Luna y del Comisionado Néstor Martínez Romero, respectivamente, y para su presentación, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

"UNIDAD JURÍDICA, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Gracias doctora. Con su venia Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. El día de hoy presentamos el inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada referente a los contratos del bloque 02 y 03 del contratista Jaguar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para los contratos que estamos presentando el día de hoy, el contratista es el mismo. Es Jaguar Exploración y Producción 2.3. El área contractual es VC-02 y VC-03. La fecha efectiva para ambos contratos es del 8 de diciembre de 2017. Cuenta con una vigencia de 30 años. La modalidad es de Licencia. Y para el bloque VC-02 cuenta con una superficie de 251.350 kilómetros cuadrados. Para el bloque VC-03 cuenta con una superficie de 231.663 kilómetros cuadrados. Ambos cuentan con un periodo adicional de exploración con una vigencia de 2 años y la conclusión de la vigencia es en enero de 2024.

En cuanto a los antecedentes de las solicitudes, tenemos que el 10 de agosto y 19 de septiembre el contratista notificó a la Comisión la intención de llevar a cabo la devolución de un parte de las áreas contractuales. Esto es la VC-03 y la VC-02, respectivamente, en términos de la cláusula 7.1, inciso b) de los contratos. La Dirección General de Seguimiento de Contratos remitió de 24 de agosto y 21 de septiembre las notificaciones a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo, para la determinación en conjunto del inicio de los procedimientos de terminación anticipada. Con motivo de ello, la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo solicitó toda la información necesaria para estar en condiciones de elaborar el proyecto de inicio del procedimiento de terminación anticipada y proponerlo al Órgano de Gobierno, misma que fue ya proporcionada el 15 de noviembre del año en curso.

Para ambos bloques tenemos que la cláusula de los contratos están señaladas en el mismo numeral, es decir en el 7.1 de las Reglas de Reducción y Devolución y se sitúa en el inciso b) que nos señala que si el contratista se le concedió un periodo adicional de exploración mediante el compromiso de realizar las unidades de trabajo equivalentes a un pozo exploratorio de conformidad con el anexo 15 o realizó las actividades de trabajo equivalentes a un pozo exploratorio durante el periodo adicional de exploración, deberá renunciar y devolver el 50% del área contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión al finalizar el periodo inicial de exploración. Igualmente, para ambos contratos aplica la cláusula 7.2 de la no disminución de otras obligaciones contractuales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al supuesto de devolución, tenemos en términos del marco contractual expuesto, de las solicitudes y la información recabada y analizada, resulta procedente la hipótesis de devolución del 50% del área contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o un Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión en virtud de que los periodos iniciales de exploración para las áreas contractuales VC-02 y VC-03 han concluido y que al contratista se le concedieron los periodos adicionales de exploración para las citadas áreas contractuales. Finalmente, es claro señalar que el kilometraje y las coordenadas de la devolución de las áreas contractuales serán validadas por el Centro Nacional de Información durante la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada y lo tenemos previsto para su conclusión.

En cuando a la cláusula de etapa de transición final para ambos contratos, de igual manera lo vemos reflejado en la cláusula 18.7, que señala que para cada contrato iniciará de manera simultánea a la notificación de la devolución y durará 180 días prorrogables por otros 90 días. El acompañamiento de la CNH es facultad en términos de esa cláusula y la información que deberá ser presentada y validada por la Comisión es la actualización de inventario de activos, el informe de condiciones de pozos y materiales, el informe del estado de los yacimientos en el subsuelo del área, el informe de producción y la infraestructura asociada a esta, el abandono de pozos y materiales —perdón— que no sean transferidos al Estado, el reporte actualizado de su sistema de reclamaciones y gestión social y la actualización de línea base ambiental. Todo ello cuando aplique.

En cuanto al Procedimiento de Terminación Anticipada, lo vemos reflejado en tres grandes ejes, que es la notificación de la devolución. Esto ya se generó para los dos bloques. El día de hoy presentamos la resolución de inicio del procedimiento de terminación anticipada que dará pie al análisis técnico de la ETF y otras obligaciones contractuales, consultas internas y externas, visitas en su sitio en su caso y la resolución de Órgano de Gobierno de conclusión del procedimiento de terminación anticipada.

Quiero señalar en cuanto a la pena convencional esto es de forma informativa. Se tramitará una resolución paralela e independiente y se refiere a que esto será posterior al término del periodo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adicional de exploración para cada una de las áreas contractuales y en la cual se analizará la determinación de unidades de trabajo ejecutadas y no ejecutadas o en su caso, el cálculo de pena convencional y la verificación de pena o en su caso ejecutar la garantía de cumplimiento. Finalmente, el tercer eje será la entrega del área contractual que tendrá como elementos la firma del Convenio Modificatorio, el Acta de Entrega Recepción y la determinación de obligaciones subsistentes.

Derivado de lo expuesto, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno lo siguiente. Iniciar el Procedimiento de Terminación Anticipada respecto a una parte de las áreas contractuales VC-02 y VC-03 en términos de la cláusula 7.1, inciso b) de los contratos. Instruir a la UATAC para que por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos tramite los PTA con el apoyo de las unidades administrativas de la Comisión. Y notificar las resoluciones 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 Daniel Pedraza. Adelante Comisionada Alma América, por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, es el mismo comentario, que el contratista lo que está haciendo en estos dos contratos es el cumplimiento de la cláusula que viene en el contrato y por eso está regresando una parte, lo que mandata la cláusula 7.] de su contrato, cada uno de estos contrato, que es el 50% del área contractual que no esté contemplada en lo que bien dice la cláusula. Pues es simplemente ratificar esa parte. Muchas gracias Comisionado Presidente.

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

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

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

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Al no haber más asuntos que tratar sobre este tema, por favor adelante con su votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. Habiendo agotado el análisis de los asuntos antes referidos y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI y su penúltimo y último párrafos del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, daré lectura a dos acuerdos. Primer acuerdo. 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 reducción y devolución de una parte del área contractual respecto del contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017. Pido a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.012/2022

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-R02-L03-VC-02/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.91.012/2022

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, 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-R02-L03-VC-02/2017.

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Segundo acuerdo. 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-R02-L03-VC-03/2017. Pido a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar su voto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.013/2022

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

Órgano de Gobierno - Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria - 13 de diciembre de 2022

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Contractual, respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-03/2017.

ACUERDO CNH.E.91.013/2022

Con fundamento en los artículos, 22, fracciones, I, III, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI y su penúltimo y último párrafos, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, 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-R02-L03-VC-03/2017.

II.13 Inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia total de Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

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 nuevamente 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 Comisionados. Finalmente presento el inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada y determinación sobre pena convencional del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018. El contratista es Capricorn Mexico, S. de R.L. de C.V. y Citla Ennergy B15, S.A.P.I. de C.V. El área contractual es G-TMV-01, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operador es Capricorn Energy Mexico. La fecha efectiva del contrato es 27 de junio de 2018. La vigencia es de 30 años. La modalidad del contrato es de producción compartida. La superficie para el contrato es de 494.6348 kilómetros cuadrados. Cuenta con un periodo inicial de exploración de 4 años con una vigencia al 22 de septiembre de 2022.

En cuanto a los antecedentes de la solicitud, tenemos que el 22 de junio de 2022 el contratista notificó a la Comisión la renuncia irrevocable a la totalidad del área contractual en términos de la cláusula 3.4 del contrato. El 23 de junio la Dirección General de Seguimiento de Contratos remitió la renuncia a la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos a mi cargo, para la determinación en conjunto del inicio del procedimiento de terminación anticipada. El 4 de octubre de 2022 se requirió al contratista una aclaración, misma que fue atendida el 14 de octubre del año en curso, en la que se señaló la fecha efectiva de la renuncia es el 22 de septiembre de 2022. El 6 de diciembre de 2022 se tuvo toda la información necesaria para el pronunciamiento respecto de la pena convencional, tales como las acreditaciones de unidades de trabajo y cálculo de las no acreditadas.

En cuanto al marco contractual, tenemos que el contratista en ejercicio de un derecho decidió dar por terminado de manera anticipada el contrato, notificando su renuncia al tenor de la cláusula 3.4, en cuyo contenido se señala que el contratista podrá renunciar a la totalidad del área contractual y con ello dar por terminado el contrato respecto al área objeto de renuncia. En este caso es total. Y además con ello, dicha renuncia, no se afectará las obligaciones del contratista tales como la terminación del Programa Mínimo de Trabajo, el incremento del Programa Mínimo o en su caso el pago de penas convencionales correspondientes y 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, la vemos reflejada en la cláusula 19.7 precisamente que iniciará de manera simultánea con la notificación de la renuncia, en este caso en junio de 2022 y durará hasta 180 días prorrogables por otros 90. Y en todo momento la Comisión tendrá la facultad de acompañar al

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contratista directamente o por un tercero. Aunado a ello, la información que deberá ser presentada por el contratista y validada por la Comisión será la actualización de inventario de activos, informe de condiciones de pozos y materiales, el informe del estado de yacimientos en el subsuelo del área, el informe de producción e infraestructura asociada a esta, el abandono de pozos y materiales que no sean transferidos al Estado, el reporte actualizado en su caso de reclamaciones y de gestión social y la actualización de línea base ambiental. Esto, cada uno de los elementos, cuando aplique.

Y en cuanto a la tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada, lo vemos reflejado en tres grandes bloques. El primero, con la notificación de la renuncia que da inicio a la etapa de transición final, que ya se generó. El día de hoy traemos la resolución de inicio del PTA con el análisis técnico de la ETF, que da pie al análisis técnico —perdón— de la ETF y las otras obligaciones contractuales. Consultas internas y externas y las visitas en su sitio en su caso. Finalmente subiremos también la resolución de conclusión una vez que contemos con esos elementos. En el caso de la pena convencional, en este caso el 22 de septiembre de 2022 finalizó el periodo de exploración, por lo que se llevó a cabo el análisis si el contratista dio cumplimiento al PMT.

En este caso, tenemos que con fecha 7 de octubre de 2019 y 30 de noviembre de 2022 la UATAC determinó la acreditación de 2,120 unidades y 583.75 unidades de trabajo respectivamente, de un total de 2,504 correspondientes al PTM como lo vemos reflejado en el cuadro en pantalla, lo que da un resultado de cero en unidades de trabajo no ejecutadas. Por lo anterior, y conforme al cálculo realizado por la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica y toda vez que no existen unidades de trabajo pendientes por ejecutar, no resulta aplicable la pena convencional contemplada en la cláusula 4.7, inciso a) del contrato.

Por lo expuesto, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno iniciar el Procedimiento de Terminación Anticipada respecto a la totalidad del área contractual en términos de la resolución. Determinar que el contratista acreditó el cumplimiento del PMT, por lo que no resulta procedente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

establecer el pago de pena convencional. E 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. Y finalmente 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 Daniel Pedraza. Adelante por favor, Comisionada Alma América.

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

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estuvo muy clara la presentación, gracias

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias Comisionado Presidente. Podemos poner la lámina 6 por favor. Este es un caso diferente a todos los anteriores porque todos los que hemos visto son terminaciones o renunciaciones parciales más bien. Esta es una renuncia total. Esta lámina 6 entonces sí refleja bien esto y se plantea que en su caso otra vez determinación de pena convencional. Pero más adelante en la presentación se ve que no hay pena convencional porque ya cumplieron con las unidades de trabajo.

Entonces tal parece que la lámina 6 es como que un formato que utilizan para todas las presentaciones, pero me parece que tienen que de alguna forma acoplarlo para la presentación. En este caso dice en su caso determinación de pena convencional y en la siguiente lámina dice no hay pena convencional porque cumplieron con el Programa Mínimo de Trabajo, creo que podríamos dejar esta lámina en el procedimiento de terminación anticipada en el sentido de que ahora lo que viene. Hoy estamos

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la resolución de inicio. Hay que ver el Acta de Entrega Recepción, las obligaciones subsistentes y el finiquito.

Algo muy importante que no se ha mencionado durante el Órgano de Gobierno el día de hoy, es que hay que revisar que los pozos que existan en esa área hayan sido abandonados, porque cuando ellos recibieron la asignación, recibieron no solamente el área. Recibieron pozos que a lo mejor ya estaban perforados y decidieron que eran útiles. Si eso fue así, entonces ellos, el Operador en general, tendrá que dejar el área sin ningún problema. Porque hay que de alguna forma adelantarnos a posibles problemas que pudieran existir tanto sociales, como de pozos, como ambientales. Y eso es una de las labores más importantes que habrá que hacer con todos los temas que vimos. Desde el receso, todos han sido renunciadas parciales o totales. Entonces ese trabajo hay que llevarlos con la mayor calidad y eficiencia y eficacia que tengamos que hacerlo, porque finalmente es una gran responsabilidad recibir y dejar algo por ahí que más adelante pudiera tener un problema. Simplemente hacer énfasis de que no solamente es el Programa Mínimo de Trabajo. Hay otras cosas que hay que revisar y que están planteadas ahí en la presentación, que ya les ponen ahí en su caso, como decía el Comisionado Moreira, pero que cada una de ellas es sumamente importante y tendremos que hacerlo con la celeridad posible. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Pues yo solamente me uno a la recomendación de que se le dé celeridad a lo que sigue de aquí en adelante a las unidades involucradas para evitarnos trabajos innecesarios en la medida de lo posible. Adelante con la votación 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, XXIV y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31 fracciones VI, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, incisos h) e i), X y XI y su penúltimo y último párrafos del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del Procedimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual respecto del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018 y determina la aplicabilidad de la pena convencional. Pido a la Comisionada Alma América Porres Luna expresar su voto por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano.

Gracias, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado por unanimidad."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.91.014/2022

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-TMV-01/2018 y determina la aplicabilidad de la pena convencional.

ACUERDO CNH.E.91.014/2022

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, emite la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la

Órgano de Gobierno Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria 13 de diciembre de 2022

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018 y determina la aplicabilidad de la pena convencional.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:58 horas del día 13 de diciembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Nonagésima Primera 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
Secretaría Ejecutiva