



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:03 horas del día 20 de marzo del año 2020, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Sergio Henrivier Pimentel Vargas, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0221/2020, de fecha 19 de marzo de 2020, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual, presentada por Total E&P México, S.A. de C.V. y sobre la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, presentada por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-M3-MISIÓN/2018.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos relacionados con la primera etapa del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual, presentada por Total E&P México, S.A. de C.V. y sobre la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la licenciada Aiddé Chantal Rosas Rezza, de la Unidad Jurídica.

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

"LICENCIADA AIDDÉ CHANTAL ROSAS REZZA, UNIDAD JURÍDICA.- Gracias, Secretario Ejecutivo. Buenos días, Comisionados. Tal como señaló el Orden del Día les traigo a su consideración el inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada por renuncia total legal del contratista y la determinación de la pena convencional por el incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. Los datos generales del contrato, se refiere al contrato derivado de la Ronda 1, Licitación 4-A2.CPP/2016, siendo el contratista Total E&P México, S.A. de C.V. y ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V. designado como operador del área contractual a Total. La fecha efectiva del contrato es del 10 de marzo de 2017, cuya vigencia es de 35 años bajo la modalidad de licencia. Como parte de los antecedentes y para poner el contexto del tema: el 19 de febrero de 2020, el contratista notificó a esta Comisión su renuncia irrevocable a la totalidad del Área Contractual con fundamento en la cláusula 3.4 del contrato. La renuncia es una casual de terminación anticipada del mismo aunado a que de conformidad con la cláusula 4.7, inciso D), la notificación de esta renuncia da al término del periodo inicial de exploración. Conforme a la cláusula 3.4 por la cual fue el motivo de la renuncia del contratista, se determina que éste puede renunciar a la totalidad del Área Contractual en cualquier momento de la vigencia del contrato; siendo que eso no le exime de la terminación del Programa Mínimo de Trabajo, ni tampoco del pago de las penas convencionales que correspondan. Dentro, igualmente, del marco contractual, conforme a la cláusula 4.7 el contratista esta obligado a llevar a cabo los compromisos de trabajo a los que se comprometió, consistente en el Programa Mínimo de Trabajo y su incremento, de no hacerlo así al término del periodo inicial de exploración será acreedor a una pena convencional y de conformidad con la presente cláusula, aunado a que tal como señalé anteriormente, la fecha de la renuncia corresponde al término al periodo inicial de exploración. Aunado a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo anterior, de conformidad con la cláusula 18.7, la notificación de la renuncia da por iniciada la Etapa de Transición Final. Dicha Etapa de Transición Final, tal cual lo señala la cláusula y se ve en la diapositiva, consiste en que CNH tendrá la obligación con el contratista de revisar el inventario de activos junto con un informe, el estado de materiales y pozos. El informe de producción de infraestructura asociada a la producción, el reporte actualizado de su sistema de reclamación de gestión social y la actualización de la línea base ambiental.

Volviendo al tema, destacaba en la cual la renuncia da por terminado el periodo inicial de exploración, cabe señalar que el contratista incumplió con el Programa Mínimo de Trabajo y su incremento en virtud de que las unidades de trabajo comprometidas son un total de 128 mil 986 y únicamente al término del período acreditó un total de 101 mil 487.9 unidades de trabajo, quedando pendientes 27 mil 498.10. De conformidad con la cláusula 4.7, el monto de la pena convencional es el necesario para llevar a cabo las unidades de trabajo no realizadas, es decir 29 millones 65 mil 491.7 dólares, pero, éste se dejó una salvedad que es hasta por el monto de la garantía de cumplimiento inicial, cuyo monto es de 21 millones 242 mil 282.25 dólares. Por lo anterior, el monto de la pena convencional, se determina que es de 21 millones 242 mil 282.25 dólares.

Ahora bien, también esta notificación de renuncia al ser una casual de terminación anticipada del contrato, eso conlleva para la Comisión que el Órgano de Gobierno, en su caso, determine el inicio del procedimiento de terminación anticipada e instruya su tramitación, el cual consiste tal como se señala en la diapositiva en la siguiente, en una sucesión de información que deberá ser analizada por las áreas técnicas. Primera parte la notificación de la renuncia que da por inicio la Etapa de Transición Final, la sustanciación de procedimientos de terminación anticipada, durante la cual las áreas técnicas revisarán la información que el contratista presente en cumplimiento a la cláusula 18.7 de atención final y por ende, el Órgano de Gobierno determina las condiciones de entrega del Área Contractual. De conformidad con lo expuesto se proponen dos proyectos de resolución. El primero versa sobre la determinación de la pena convencional cuyos resolutivos, primero es determinar imponer el monto de la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y su incremento de 21 millones 242 mil 282.25 dólares. Requerir el pago al contratista el cual deberá de realizarlo ante el Fondo Mexicano del Petróleo para para las Organizaciones en Desarrollo en un plazo máximo de diez días hábiles a que se les notifique la resolución. En un punto tercero, la notificación de la Resolución a Total, ExxonMobil, al Fondo Mexicano del Petróleo, para los efectos a los que haya lugar. Punto número cuatro, instrucción a la Unidad de Administración Técnica de Administración de Contratos, para que le solicite al Fondo Mexicano del Petróleo la recepción o no del pago del contratista de la pena convencional. Punto número cinco, la instrucción a la Dirección General de lo Contencioso para que, en caso de no pago se ejecute la Garantía de Cumplimiento Inicial. Punto número seis, la inscripción de la Resolución en el Registro de la Comisión. El siguiente punto es el Proyecto de Resolución por el cual se propone el inicio del Procedimiento de Terminación Anticipada. Como punto número dos, la instrucción a la Unidad de Administración Técnica de Contratos para que por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos tramite el procedimiento de terminación anticipada con el apoyo de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos. Número tres, la instrucción a la citada Unidad para que a través de la Dirección de Seguimiento de Contratos, en su caso, designe al personal o al tercero que acompañará al contratista en la Etapa de Transición Final y en segundo punto, evaluar las condiciones de pozos y materiales que le serán transferidos al Estado. Punto número cuatro, la notificación al contratista de que esta Comisión no estará en posibilidad de pronunciarse respecto de las condiciones de entrega del Área Contractual como parte de Etapa de Transición Final hasta en tanto no acredite el cumplimiento a las obligaciones señaladas en la cláusula 18.7. Punto número cinco, la notificación de la resolución a Total, a ExxonMobil y a las Secretarías de Energía, Economía, Hacienda, ASEA, Fondo Mexicano de Petróleo y el Servicio de Administración Tributaria. Por último punto, numeral 6, la inscripción de la resolución en el Registro Público de la Comisión. Es cuanto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Licenciada Rosas. ¿Algún comentario? ¿Comisionados? Adelante, Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Este es un tema



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

eminentemente administrativo y legal. Y bueno, los términos legales son claros y aquí se habla de una pena por un incumplimiento, pero no es que el operador no haya hecho lo que tenía que hacer. Finalmente hizo la inversión que tenía que hacer en el Área Contractual y llegó a la conclusión de que, después de perforar un pozo, que no había más posibilidad de seguir explorando. Entonces, bueno, el contrato plantea una pena convencional y es debido a que ya no hay más que hacer ahí, pero no es que esté incumpliendo, vamos a decir este es de punto de vista semántico ¿no? específicamente. Creo que sí es importante porque son empresas muy serias y no tendría ningún caso seguir invirtiendo en un área en donde el dinero va a estar tirado a la basura. Vamos a decirlo, desde este punto de vista técnico. Entonces, bueno, el contrato plantea que si no se cumple con el Programa Mínimo de Trabajo pues hay una pena convencional, que es la que estamos aplicando hoy. Y yo quiero terminar mi participación diciendo que quiero reconocer el trabajo que hace la Unidad Técnica de Administración de Contratos y esto lo hace a través de su Dirección General de Seguimiento a Contratos, quienes son los que acreditan las unidades de trabajo que realizan los operadores. Ellos son los responsables. Y también quiero este reconocer a la Unidad Jurídica porque ellos son los que interpretan el contrato y ellos son los que determinaron la pena convencional que resulta entre el monto de las actividades no realizadas y la garantía de cumplimiento inicial del contratista. Y me parece que este caso que tenemos hoy, como otros casos que tenemos en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es un ejemplo claro de la especialización de nuestros recursos humanos, que lo tenemos de alguna forma bien planteado por procesos y estos recursos humanos pues ejercen todos los días sus funciones y velamos por los intereses del Estado. Estos argumentos que nos proporcionan, en este caso de tipo legal, argumentos sólidos legales y también evidencia técnica que nos permite que podamos emitir una opinión y tomar una decisión como Órgano de Gobierno. Finalmente pues es importante reconocerlos porque ustedes son los que nos traen toda esa información y en base a la información que ustedes nos traen y en las determinaciones que hacen, es que nosotros podemos tomar una decisión. Entonces muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez. Sí, pues es muy importante lo que comenta el Comisionado sin duda. No es una pena por un incumplimiento, digamos por falta de seriedad del trabajo de del operador, sino que simplemente decidió que no era, no era ya viable o rentable seguir invirtiendo en esta área. Es algo que nos va a pasar en muchas áreas y es normal, es parte del proceso. Hay una probabilidad de éxito y una probabilidad de no éxito. Este es un caso de no éxito y bueno, hay un compromiso mínimo de trabajo que la empresa tiene que cumplir y determina que es mejor pagar eso que continuar la exploración y eso es lo que esta ocurriendo básicamente ¿no? Sí, adelante Comisionada Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí y en realidad aquí parecería que es "fracaso", pero en realidad se perforó un pozo, el pozo Exil si no mal recuerdo, el pozo Exil arroja información de la columna geológica que se tiene en esta área, estamos hablando del área de Perdido, o sea yo decía que era un área frontera porque finalmente es la más alejada a la costa y la información que está arrojando este pozo, que después se podrá analizar dentro de la Comisión, es no necesariamente negativa porque finalmente en alguno de los objetivos que se manejó sí hay trazas de hidrocarburo. Lo que pasa es que no es comercialmente, para ellos, interesante. Entonces, creo que esto es punto de conocimiento del subsuelo que quizá en algún otro momento pueda ser interesante para otros operadores.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo complementar decir que es un área contractual en aguas profundas, que ahí el riesgo geológico es ciertamente muy importante y bueno, ya lo dijeron los doctores Comisionados, así es esta industria, se perfora y a veces no se encuentra. Es lo que sucedió en este caso particular y bueno pues nada más reiterar o destacar que es un área de aguas profundas del Golfo de México.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. Pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y los Acuerdos siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.15.001/2020

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 para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.

ACUERDO CNH.E.15.001/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, 13 fracción II inciso i) y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 3.4 del Contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual, presentada por Total E&P México, S.A. de C.V. respecto del citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.15.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.15.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13 fracción VII inciso f) y XI y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 4.7 y 17.1 del Contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del citado contrato.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, presentada por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-M3-MISIÓN/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Sergio Pimentel Vargas con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Paolo Tinto López de la Unidad Jurídica.

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

“MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Gracias Secretario. Comisionados, buenos días. El contrato que tenemos es CNH-M3-MISIÓN/2018. El contratista es Servicios Múltiples de Burgos y Pemex Exploración y Producción. El Operador es Servicios Múltiples de Burgos. La fecha efectiva es el 2 de marzo del 2018 con una vigencia de 25 años. Es un contrato de producción compartida y la extensión del Área Contractual es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de mil 692.752 kilómetros cuadrados. Como antecedentes, el Área Contractual se encuentra en periodo de exploración y extracción. El Plan de Exploración fue aprobado el 4 de abril del 2019 y el Plan de Desarrollo el 24 de enero de 2019. El 14 de noviembre de 2019 el contratista notificó a esta Comisión la renuncia irrevocable a una parte del área contractual en términos de cláusula 3.4 del contrato.

¿Qué es lo que está solicitando realmente? Es una reducción del Área Contractual. En pantalla vemos el área azul es el área que estaría renunciando y el área verde es el área que estaría manteniendo. Actualmente, y como comenté, son mil 692 de los cuales mil 245 corresponden a exploración y 446.78 a extracción. La parte objeto de renuncia es de 389 kilómetros cuadrados por lo cual su nueva Área Contractual quedaría en mil 303.75 kilómetros cuadrados. El marco contractual: la cláusula 3.4 que es la que permite que el contratista pueda en cualquier momento renunciar a la totalidad de una parte del Área Contractual y con ello dar por terminado este contrato, solo en relación a esa parte del área en cuestión. Dicha renuncia no afecta las obligaciones del contratista relacionados con su Programa Mínimo de Trabajo, sus compromisos, pagos, abandono y renuncia y devolución del Área Contractual. La cláusula 19.7 es aquella que señala la Etapa de Transacción Final la cual tendrá una duración de 180 días, con una prórroga de 90 días y la Comisión tendrá la facultad de acompañar al contratista durante esta etapa directamente o a través de un tercero designado. La información que deberá de ser presentada por el contratista y validada por la Comisión es el inventario de activos e informe sobre la totalidad de identificación de pozos y materiales, el informe del estado que guardan los yacimientos en el subsuelo, el informe de producción e infraestructura asociada a la producción, su reporte actualizado y su sistema reclamación de gestión social y la actualización de la línea base ambiental.

La Tramitación del Procedimiento de Terminación Anticipada, lo vemos en pantalla, donde inicia con la notificación de renuncia parcial del Área Contractual, lo cual es este momento daría inicio a la Etapa de Transición Final con el Procedimiento de Terminación Anticipada con las actividades donde el Órgano de Gobierno daría inicio a esta etapa. Las áreas técnicas harían el análisis de Etapa de Transacción Final. Serían las consultas internas y externas, en su caso sería una visita al sitio. Y por último la resolución del Órgano de Gobierno que da por terminada esa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Área Contractual. Al final se haría la entrega de esa parte, lo cual conllevaría al convenio modificatorio donde ya se señalaría la nueva Área Contractual del contrato, se haría el acta entrega-recepción y el finiquito por lo que toca a esa Área Contractual.

En virtud de lo anterior traemos a su consideración de este Órgano de Gobierno el siguiente proyecto de resolución, que es: Iniciar el Procedimiento de Terminación Anticipada respecto a la parte del Área Contractual objeto de la renuncia. Instruir a la Unidad de Administración Técnica de Administración y Contratos por conducto de la Dirección General de Seguimientos de Contratos para que tramite el Procedimiento de Terminación Anticipada con el apoyo jurídico de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos. Instruir a dicha unidad por conducto de la misma Dirección para que en su caso designe el personal a su cargo o al tercero que acompañará al contratista, previa opinión técnica el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos valide las coordenadas y kilometrajes presentados por el operador para la determinación de los polígonos objeto de la renuncia y los que continuarán siendo objeto del contrato y en caso resultara aplicable evaluar las condiciones de los pozos materiales que le serán transferidos al Estado como resultado de la renuncia a una parte del Área Contractual acorde a la cláusula 14.1 del contrato. Notificar al contratista que esta comisión no estará en posibilidad de pronunciarse respecto a las condiciones de entrega al Área Contractual como parte de la Etapa de Transición Final hasta en tanto este no acredite el cumplimiento de las obligaciones señaladas en la cláusula 19.7 del contrato y por último notificar la resolución a Servicios Múltiples de Burgos, Pemex y a la Secretaría de Energía, Economía, Hacienda, a la Agencia de Seguridad, a la ASEA, al Fondo Mexicano del Petróleo y el Sistema de Administración Tributaria. Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Paolo. ¿Comisionados? Sí, adelante, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. ¿Podríamos poner la lámina 4 por favor? Ahí se puede observar precisamente las partes que van a tener reducción que son las que dice 1,2,3,4 y 5 ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Es correcto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dentro de esas áreas ¿hay campos? ¿hay yacimientos?

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Tengo entendido que no.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No?

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- En la información técnica que tenemos hasta el momento tengo entendido que no.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Lo segundo es: el polígono uno es el que está ahí esta especificado ¿verdad?

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Es correcto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque en la resolución dice que el polígono 1 tiene que los puntos 1 y 2, del polígono 1, corresponden o hacen referencia a la frontera entre México y Estados Unidos y yo veo ahí que el que hace referencia a eso podría ser el 2 o podría ser posiblemente abajo el 4, pero no el 1, el 1 no está pegado a la frontera. Entonces sugiero que revisen bien estos polígonos con los puntos que...

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Nosotros revisaríamos las coordenadas.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exactamente.

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- De los ejes X y Y que se presentó por el operador junto con el centro, para ver que correspondan.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque si dice en la resolución dice para el polígono 1 se menciona que en la línea que une los puntos 1 y 2 es la que hace referencia de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

frontera entre México y Estados Unidos, no obstante pues el polígono 1 no tiene frontera, no está con la línea de la frontera.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es que ¿no será que el 1? o sea que está dividido todo MISIÓN en 1 y 2 y el 1, el 1.2 tiene una frontera.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más hay que checar que referencie bien ¿no? Pero es una cuestión ahí que no tiene, pues que es importante porque al final los que van a quedar en verde tienen que ver con las coordenadas de los que se van a quitar. Entonces si no los quitamos en forma adecuada va a haber algún problema. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionada Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí ya me entró una duda. ¿Entonces van a quedar tres polígonos?

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Quedaría entiendo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, porque van a renunciar a la 4.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y va a quedar ahí volando uno.

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Habría que ver si el tercer polígono del segundo se convierte en un tercero o forma parte del segundo. Es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces sí hay que verificarlo ahora sí que bien ¿no? Y ver si, perdón ¿no? o sea, porque aquí si hay que checar lo que dijo aquí el doctor Martínez porque en el 4, en el 5, bueno en todos los que están regresando si hay infraestructura, o sea, como que el trabajo aquí en este caso va a ser más arduo que en lo que vimos en el anterior caso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- Es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces hay que ver bien los tiempos de transición, o sea, ¿o son fijos?

MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ, UNIDAD JURÍDICA.- De hecho, por eso en el proyecto de resolución señalamos que no se podrá determinar por este Órgano de Gobierno hasta que el contratista no cumpla con todas aquellas obligaciones establecidas en la cláusula 19.7, es decir, si bien es cierto tenemos 180 más 90 días establecidos en el contrato estos términos se encontrarían suspendidos hasta que el contratista nos pudiera dar toda la información para que este Órgano de Gobierno pudiera pronunciarse al respecto con toda la información y no sucediera que por la falta de información el tiempo ganara y tuviéramos que pronunciarnos al respecto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, con relación a la inquietud de la doctora. ¿Si pudiéramos poner la lámina 9 por favor? Acá en la resolución fuimos un poco más extensos en estos temas, a propuesta de las áreas técnicas particularmente entiendo lo de la UATAC, justo para dejar en claro que pues esto no era tan sencillo ¿no? Si vemos ahí el inciso, el numeral tres, inciso C: Instruir a la UATAC por conducto de la Dirección General de Seguimiento de Contratos para que en caso de resultar aplicable evalúe las condiciones de los pozos y materiales que les serán transferidos al Estado como resultado de la renuncia a una parte del Área Contractual, acorde con la cláusula 14.1 del contrato. También estamos previendo en el inciso B que previo a opinión técnica del Centro se validen, justo, las coordenadas y kilometrajes presentados por el operador para la determinación de los polígonos objeto de renuncia y los que continuarán siendo objeto del contrato. Es decir, sin que sea, en estricto sentido, jurídico necesario en la resolución que estamos poniendo a su consideración están estos elementos, más de procedimiento interno, que la ponencia coincidió con las áreas técnicas era necesario poner de manera expresa pues para facilitar el desahogo de este trámite que en efecto no va a ser sencillo. Hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que designar personal, es el inciso A, que será el responsable de llevar a cabo todas estas actividades. Entonces, si es un proceso de procedimiento complicado pero pues el reglamento y la resolución, que de aprobarse sugiero que así será, entiendo que así será, contempla pues estas partes intermedias para llevar a un buen puerto la renuncia anticipada de esta área particular, esta área específica de un contrato que es ciertamente muy extenso ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Comisionado Pimentel. Adelante, maestra Ocampo.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Con permiso. Sí, recalco, también me gustaría regresar al slide número 6, por favor. Recopilando los comentarios de los comisionados sí me gustaría comentar nuevamente que comenzamos la Etapa de Transición Final. Esta etapa tiene que aún determinarse con la información presentada por el contratista y validada por nosotros respecto a inventarios de activo, totalidad de pozos, materiales, informe del estado que guardan los yacimientos en el subsuelo, informe de producción infraestructura asociada a la producción, reporte actualizado sistema de reclamaciones de gestión social y actualización de la línea base ambiental, todo ello aún con la verificación de las coordenadas, de los kilómetros de la información o sea sólo estamos comenzando la etapa. Ahora será trabajo de la UATAC en coordinación con el Área Jurídica poder culminar todo para que efectivamente quede lo más claro posible.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Leonor.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De no haber otro comentario pido al Secretario ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.15.003/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del área contractual, respecto del contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-M3-MISIÓN/2018.

ACUERDO CNH.E.15.003/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, 13 fracción II inciso i) y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 3.4 del Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, presentada por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. respecto del citado contrato.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos relacionados con la primera etapa del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Héctor Eduardo Jofre Ugalde, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"INGENIERO HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas gracias. Buenos días, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. A continuación daré inicio. Como antecedentes, este contrato se firmó el 7 de enero de 2016 bajo la modalidad de producción compartida entre Hokchi Energy y esta Comisión. Este contrato ya cuenta con un Plan de Desarrollo aprobado y también con una modificación al mismo. Para contextualizar, esta modificación se puede ver en el diagrama que se adjunta. Las líneas que están resaltadas en color rojo fueron las modificaciones que se realizaron en su momento, del numeral 1 al 2 fue la instalación de un ducto de 8 pulgadas de diámetro por 850 metros de longitud para hacer un *by-pass* a las instalaciones que tiene el Hokchi, toda vez que el contratista manifestó tener atraso en la instalación inicial. Esta derivación nos lleva a un predio contiguo en donde se instalará un punto de medición provisional y finalmente el tercer elemento de modificación de ese Plan de Desarrollo fue la derivación para ingresar a la batería de separación Ceiba, que es propiedad de Pemex Exploración y Producción. Lo anterior tuvo el objeto de adelantar la producción de esta Área Contractual toda vez que las actividades se desarrollaban en función de iniciar la actividad hacia el 30 de abril de este año, en cumplimiento a la cláusula 11.2 del contrato, el contratista presentó los procedimientos de entrega-recepción. La cláusula 11.2 del contrato mandata que a más tardar 180 días antes de que inicie la producción comercial regular el contratista deberá proponer a la CNH procedimientos de entrega y recepción, lo cual fue realizado cronológicamente por el contratista en tiempo y forma. La evaluación de esta Comisión se centra en los siguientes cinco puntos: el primero, los sistemas de medición. El segundo, pronósticos de entrega de producción. El tercero, la programación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de entrega-recepción. Cuarto, medidas de protección ambiental y quinto las responsabilidades que se derivan de la guarda y custodia de los hidrocarburos.

A continuación presentaré brevemente de qué trata cada uno de ellos. Iniciaré con los más generales. El primero de ellos son las medidas de seguridad y las responsabilidades. El contratista, en cumplimiento al contrato y como parte de los procedimientos de entrega, incluyó la manifestación de la ASEA, de la aprobación que le daba esa agencia, respecto de las políticas del Sistema de Administración de Riesgos, por lo que está dando cumplimiento al contrato y a las disposiciones de esa entidad. Por lo que respecta a las responsabilidades que se derivan de la guardia y custodia de los hidrocarburos, conforme el contrato, el operador responsable de los hidrocarburos desde los pozos y hasta el punto de medición, más aún cuando las actividades que se van a realizar para el inicio en esta de esta producción adelantada contemplan mantenimiento de un ducto multifásico y así mismo el contratista será el encargado de realizar la entrega de estos hidrocarburos.

Por lo que respecta a los sistemas de medición y como lo mencioné previamente, la infraestructura adicional que se aprobó en la modificación al Plan de Desarrollo contempló la instalación de un punto de medición provisional. En el esquema que encuentran en su pantalla, del lado derecho, veremos cómo funciona esto: la producción vendrá desde la plataforma satélite en forma multifásica y entrará a un separador trifásico temporal. En esta etapa de separación obtendremos la producción de gas, la producción de aceite y la producción de agua para su medición exclusiva para cada una de estas fases, posterior a esto nuevamente se vuelven a conjuntar todos en un mismo ducto para entregarse de manera multifásica hacia las instalaciones de Pemex.

Para medir cada una de estas fases, el contratista ha presentado en estos procedimientos la metodología que va a seguir. Hablando del petróleo, para realizar el balance, el contratista se centrará en la metodología Back-Allocation, la cual parte de la medición realizada en el punto de medición provisional y se ajustará por un factor de prorrateo para identificar el aporte de cada uno de los pozos. Esta ecuación se complementará dependiendo de los movimientos de pozos, es decir, si algún pozo tuvo alguna



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

intermitencia o paró su producción, será contabilizado en este momento. Ahora bien, para realizar la medición en el punto de medición provisional, ésta se realizará de la siguiente manera. Primero. La tecnología de medición que se estará utilizando es de tipo Coriolis por lo que el algoritmo que se empleará, estará basado en el capítulo 5.6 del Manual de Medición. El volumen que se calcule de manera diaria será corregido por un factor de encogimiento de líquido. Lo anterior tiene la intención de considerar la vaporización del gas que aún esta incluido en esta fase líquida. Este diferencial de volumen será adicionado en unidad de gas equivalente a la determinación del gas. El factor de encogimiento que acabo de mencionar se determinará por el contratista de manera experimental mediante la aplicación del capítulo 20.1 del Manual de Medición. Asimismo, de manera diaria, se obtendrá un análisis de agua y sedimentos con el que se podrá obtener un volumen neto de petróleo. Este procedimiento que acabo de describir se realizará de manera diaria por lo que el contratista llevará una bitácora y se realizará un cierre mensual.

Toda vez que la producción se enviará a instalaciones de Pemex es necesario realizar una conciliación con esta entidad. Dicha conciliación puede derivar en alguna diferencia, en caso de que se tenga alguna diferencia, las partes estarán determinando un factor de ajuste que se basará en una práctica recomendada del American Petroleum Institute que es la RP-85. De esta forma el contratista podrá hacer los reportes a esta Comisión de conformidad con los lineamientos técnicos en materia de medición.

Por lo que respecta al gas, igualmente se estará utilizando una tecnología de medición tipo Coriolis por lo que el algoritmo que es necesario aplicar está basado en el reporte de la AGA número 11. A este volumen que se obtenga se le adicionará el volumen de la aplicación del factor de encogimiento que mencionaba en la lámina anterior y por lo menos una vez al mes el contratista estará tomando muestras manuales de ese gas y serán analizadas en un laboratorio acreditado ante la EMA, de dicha determinación de la calidad se procederá a aplicar el capítulo 14.5 del Manual de Medición para establecer el contenido de condensables en esa corriente. De igual manera se llevará un registro diario de toda la información y se hará un cierre de balance a final de mes. Para el balance del gas, el contratista empleará los siguientes insumos: la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción calculada del Área Contractual, el volumen que se haya destinado a las ventas, en su caso en volumen que haya vendido, así como otros elementos como pueden ser empaques. De manera similar a lo que se hará para el petróleo, se debe conciliar esta cifra con Pemex Exploración y Producción y se utilizará la misma tecnología recomendada por el American Petroleum Institute. De conformidad con lo anterior el contratista hará su reporte a esta Comisión tanto para el volumen como para los balances de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición.

El siguiente elemento que se evalúa, son los pronósticos de entrega a corto plazo. La etapa uno está considerada para que tenga una evaluación de 6 meses, por lo que el contratista nos presentó información de producción para esos 6 meses. Algo importante que hay que resaltar aquí, es que como no hay instalaciones previas de acondicionamiento o tratamiento, el pronóstico de producción, perdón, y el pronóstico de entrega coincide, lo anterior resaltando que la entrega será en condición multifásica. Es importante señalar que a partir del tercer mes de implementación, de esta metodología o del inicio de las actividades, se obtendrá una producción alcanzada y sostenida en 3 mil 500 barriles por día y por lo que respecta al gas se alcanzará una producción de 1.2 millones de pies cúbicos diarios. Esta producción es la que, como pago en especie de las contraprestaciones que corresponden al Estado, se dividirán entre las partes: Contratista y CNH.

En virtud de lo anterior el último punto que se revisa para la aprobación de estos procedimientos es la programación de entrega-recepción en donde nos centramos en tres documentos madre: el primero son los programas de entrega a largo plazo, los cuales se establecen con por lo menos 60 días de anticipación a la fecha de inicio y en este caso considera la duración de los 6 meses en la etapa uno. El siguiente documento son los pronósticos de entregas trimestrales que se elaboran con por lo menos 20 días de anticipación. Finalmente el tercer documento son las entregas mensuales que se elaboran con por lo menos 20 días de anticipación, al inicio de cada mes y lo importante de aquí es que el volumen viene desglosado de manera diaria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En suma, con los elementos que acabamos de revisar el contratista manifestó que celebraría los acuerdos que fueran necesarios con los comercializadores del Estado. Trafigura para la parte de hidrocarburos líquidos y con CFE Energía para la parte de los hidrocarburos gaseosos. Esos acuerdos operativos tienen la intención de indicar el qué, el cómo y el cuándo se estarán entregando los hidrocarburos que le corresponden al Estado como parte del pago en especie de las contraprestaciones. Entre otros elementos, contienen la nominación que justamente parte de la programación entrega que acabo de comentar y de los pronósticos de producción. Las condiciones de entrega, verificación de volumen, parten de la metodología para tener la medición y la conciliación de la misma. Estos acuerdos pueden contener información adicional que las partes necesiten, estimen necesarias para llevar a cabo esta actividad, como lo pueden ser los mantenimientos programados.

En virtud de lo que hemos revisado, consideramos que los procedimientos propuestos por Hokchi Energy son técnicamente viables, toda vez que se basen en prácticas recomendadas, dan cumplimiento al Manual de Medición, en particular se está empleando el estándar adecuado dependiendo la tecnología que se va a utilizar y del tipo de fluido a medir y por supuesto permiten que se dé cumplimiento al contrato, en particular a la entrega de los hidrocarburos del Estado a los comercializadores. De conformidad del Anexo 3 del mismo. Así mismo hacemos los siguientes requerimientos: el primero de ellos, considerando que el contratista se encuentra en una fase de instalación, este deberá presentar los certificados de calibración de los sistemas de medición una vez que estos entren en operación. El segundo es que el cierre de mes del reporte y como soporte a los formatos de producción que el operador está obligado a ingresar a esta Comisión en términos de los Lineamientos de Medición, los acompañe con los tickets de medición diarios, así como los análisis cromatográficos del laboratorio para el gas y del análisis correspondiente para el petróleo. El tercero es que una vez que se firmen los acuerdos operativos con los comercializadores del Estado y en su caso los acuerdos que Hokchi Energy llegara a hacer con Pemex Exploración y Producción para la conciliación del volumen, los presente a esta Comisión. Y finalmente el contratista deberá presentar a esta Comisión el reporte de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción operativa diaria sin prorrateo o balance alguno para las actividades de seguimiento que hace esta dirección general.

En virtud de lo anterior se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a los procedimientos presentados por Hokchi Energy en relación a la cláusula 11.2 del contrato CNH-R01-L02-A2/2015, mismos que de ser aprobados estarán vigentes a partir de su aprobación y hasta que se aprueben los procedimientos con la etapa dos, o bien, estos sean modificados. Es cuanto, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, ingeniero Jofre. ¿Comentario, comisionados?. Adelante Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues totalmente de acuerdo con las conclusiones, las comparto. ¿Podrían poner la lámina 5 por favor? Ahí en la lámina 5 está el planteamiento de la infraestructura adicional, que está en rojo y hay un diagrama más específico en la parte superior, que fue explicado muy correctamente, en donde hay una separación, tanto el gas del aceite del agua. Ahí hay una medición, en la siguiente, bueno, de ahí pasa a Puerto Ceiba, a la Batería Puerto Ceiba. Batería Puerto Ceiba es de Pemex y esto que estamos ahorita comentando es Hokchi. En la lámina siguiente hay en el segundo punto donde dice medición, en el punto de medición provisional, se dice que pues se va a determinar diariamente corregido por los factores de encogimiento. Pero hay algo ahí que no, no me queda muy claro dice en la parte final dice, el diferencial de volumen resultante será convertido en unidades de gas natural equivalente y sumados a la fase determinada de gas. ¿Qué significa? ¿Cuál es el pues el sentido de esta redacción? Porque finalmente ellos miden, corrigen por factores de volumen pero luego dice que tiene que ser pues comparado, pero no sé si es comparado con el Puerto Ceiba o comparado con quién para que, porque dice, habla de un diferencial de volumen ¿sí? A lo mejor lo tengo que leer completo para que todos entiendan, dice: para determinar (o sea para determinar los cálculos de volumen) calculado diariamente será corregido por medio de los factores de encogimiento del crudo del agua, con el fin de considerar el efecto de vaporización del gas, bueno ahí dice ocluido, pero es el gas disuelto en el petróleo y después dice: punto. Y a lo mejor debe ser



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una mayúscula ahí ¿no? No está claro. El diferencial de volumen resultante (no se a qué se refiera eso) será convertido en unidades de gas natural equivalente y sumados a la fase determinada de gas. ¿Cuál es la fase determinada de gas? ¿Cuáles son el diferencial de volumen resultante? Porque bueno, mi punto fundamental de discusión es: Hokchi va a medir una cosa y Puerto Ceiba va a medir otra cosa ¿no? diferente, entonces no sé si se refieran a eso ese diferencial de volumen o a qué se refiere.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si me permite, Comisionado, para ahondar un poquito en el tema. Perdón. Este a lo que se refiere principalmente es a que derivado a que es una primera separación de las fases, están asumiendo que en la fase líquida va a llevar gas contenido y este gas contenido va a ser reducido con un factor de encogimiento. El resultado de ese volumen de encogimiento se le va a sumar a la parte de la fase gaseosa, para hacer el total de la fase gaseosa, es a lo es a lo que se esta refiriendo. Para poder determinar cada volumen de cada de cada hidrocarburo y poder enviarlo otra vez de manera multifásica.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto, así queda muy bien explicado, no tanto como está en la redacción, pero bueno. El otro punto es, cuando llegue a Puerto Ceiba también se vuelve a medir ¿no? porque ese planteamiento en la lámina anterior, la lámina 5 dice que ¿nuevamente se vuelve a juntar todo? Entra en flujo multifásico y se manda a Puerto Ceiba y ahí de Puerto Ceiba es donde se va a comercializar, me imagino, Pemex lo va a comercializar. Entonces ¿Vamos a tener dos mediciones? una de, o ¿cuál va a ser nuestra medición para cuestiones de pago de impuestos? Porque va a haber un acuerdo, ya también lo comentaron más adelante entre los operadores, en este caso entre Hokchi y Pemex, pero las diferencias ¿cómo las vamos a manejar? Y lo comento porque no es el único caso, tenemos otras situaciones de otros operadores que traen ahí una cierta problemática de la medición que ellos creen que tienen con la que al finalmente se da, porque como bien dijeron: los hidrocarburos no están estabilizados todavía traen pues gas disuelto en el aceite, posiblemente tengan agua que esté todavía en emulsión, entonces, no sé ¿no? Finalmente pues Pemex les paga ¿no? este y con lo que Pemex paga, nosotros hacemos la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

diferenciación porque es un contrato de producción compartida de qué tanto le toca al Estado y qué tanto le toca a Hokchi. Entonces bueno, como esto tiene que ver con el Estado, entonces creo que sí es muy importante tener la consideración de qué va a suceder ¿no? ¿Cuál va a ser la medición que vamos a considerar nosotros? ¿La del punto de medición provisional de ellos o la de Pemex?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Bueno, en cuanto a la parte comercial o la parte de venta fiscal se lleva a acabo en el punto de medición provisional. Es la figura que se tiene para este momento o para esta etapa de la...

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que se determina ahí es lo que van a tener que ellos pagar al Fondo Mexicano del Petróleo, lo que le van a pagar, así es.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, aunque va a recibir un ajuste, de acuerdo a lo que a lo que se estaba mencionando, de las recomendaciones de la API y de la RP-85. Toman la parte del prorrateo y esa parte del prorrateo lo que hace es que cuando Pemex realice toda la medición en sus instalaciones, pueda ver la diferencia que hay entre esa medición, que está en el punto de medición provisional y ya el volumen estabilizado y lo que tengan adelante, sin embargo...

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que hay que recordar que en Puerto Ceiba entran más corrientes.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, así es, así es.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces ya mezclar las corrientes es muy complicado.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si, así es, y la norma lo está incluyendo a una suma de más corrientes y que cada una sea valorizada individualmente. ¿Cuál es la ventaja de esa esa API? Es que, digamos cómo funciona el prorrateo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualmente es un factor a dimensionar entre las diferenciales volumétricas que hay y ese es dependiendo de la proporción que tenga cada corriente o cada una de las contribuciones de cada corriente, pues es su afectación. En este caso no, porque respetan que si el contratista o el que está a cargo de esa medición, ha hecho su trabajo bien, en cuanto a mantenimientos, calibraciones y todo y lo mantiene dentro de incertidumbres, ahora si que considerables y que se hayan acordado de acuerdo a la ubicación donde están, la mayor diferencial que pueda haber asignada por prorrateo hacia ese volumen es la incertidumbre propia del medidor, entonces se respeta esa medición, para que no haya una afectación mayor y que a través de que si el contratista está haciendo las cosas bien pues no reciba mayores deducciones en cuanto al bono.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero para tener la claridad de esto. Lo que mida Hokchi, en su infraestructura que está planteando, eso va a ser la medición que nosotros vamos a tomar para cuestión de impuestos. ¿Sí?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y de alguna forma tendrán que ponerse de acuerdo con Pemex para que les pague lo que les corresponde.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Exacto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Yo solamente quisiera hacer notar que este sería el segundo contrato, digamos, que estaría produciendo de la Ronda 1.2 sería, además de ENI sería el de Hokchi, que es el que se está presentando, que según lo que nos presentaron estaría produciendo a partir del 30 de abril y empezaría con 2 mil 500 barriles diarios hasta llegar a 3 mil 500 por los próximos seis meses y esperaríamos que después según su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan estarían aumentando esos barriles ya cuando se tenga su infraestructura ya según lo que dice su Plan ¿no? Entonces, o sea lo relevante de esto es de que pues es el segundo contrato en aguas someras que ya estaría produciendo a partir del 30 de abril.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionada. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo para contrastar, vimos el primer tema de la sesión del día de hoy, una renuncia anticipada a la totalidad del Área Contractual en la cuarta licitación de la Ronda 1, que como se dijo en su oportunidad eran aguas profundas en el Golfo de México y este en cambio fueron campos que en su momento ya habían sido descubiertos por Pemex, aquí ya existía el descubrimiento y de ahí los tiempos en los que ahora están ya los operadores llevándolos a producir. Aquí el campo, insisto, ya estaba descubierto, ya lo decía la doctora Alma América, ENI fue el primero de estos 3 contratos, recordemos que se licitaron 5, se adjudicaron 3; ENI, Hokchi y Fieldwood son los operadores de estas 3 áreas. ENI pues ya está produciendo, Hokchi ahora nos plantea un adelanto en su producción, pero hay que decirlo, pues no es gratuito, eran campos ya descubiertos ¿no? Es así la diversidad de portafolios de proyectos con el que cuenta el país. Hay proyectos en aguas profundas que son de franca exploración. Hemos dicho antes: ahí no habrá producción antes de 10 años en caso de que haya un descubrimiento que sea comercialmente explotable. Hay campos en aguas someras, que es el caso de estos 3, en donde pues al haber ya un campo descubierto, lo que toca al operador es llevar a cabo todas las actividades para poder llevar esa área al desarrollo y es el caso, insisto, de Hokchi. Falta Fieldwood que sería el tercer operador de esta licitación 2 de la Ronda 1. Y hay campos en tierra, lo vimos también en Misión, entonces México pues tiene afortunadamente un portafolio muy completo de proyectos de exploración y de extracción. Y yo nada más para terminar quisiera preguntar ¿Cuál sería el pico de producción de acuerdo a este a este Plan de Desarrollo ¿no? Ya el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hokchi. Ya lo adelantaba la doctora, pero el pico, ¿cuál sería el pico que tenemos programado en este contrato, colegas?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El pico



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que está esperado son 31 mil barriles diarios, sería para el 2022 lo que estaría produciendo, así mismo se tendrían 9.6 millones de pies cúbicos diarios para la misma fecha, que es lo que estaríamos esperando. Ahorita solamente se tienen 2 mil iniciando porque es el lo que retoman del pozo 4 DEL, que fue el que se inició en la perforación del periodo de evaluación. Se pondría a producir y después van a ir incorporando los siguientes pozos hasta llegar al pico de producción de los 31 mil barriles.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel. ¿Algún otro comentario Comisionados?. De no haber otro comentario, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.15.004/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos relacionados con la primera etapa del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

ACUERDO CNH.E.15.004/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueban los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos, relacionados con la primera etapa del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-
R01-L02-A2/2015.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:00 horas del día 20 de marzo de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo