



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:10 horas del día 13 de julio del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0480/2017, de fecha 11 de julio de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, 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, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de reconocimiento de fuerza mayor presentada por la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V. respecto al cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato CNH-R01-L03-A19/2016.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informe Trimestral de Solicitudes de Autorización para la Perforación de Pozos.
III.2 Informe Trimestral de las Solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de reconocimiento de fuerza mayor presentada por la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V. respecto al cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato CNH-R01-L03-A19/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas, en su calidad de Comisionado Ponente.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, gracias Secretaria. Presidente, déjame tomarme cinco segundos para de manera muy sincera felicitarte y felicitar al equipo a quien tú diriges por el desarrollo de las licitaciones 2.2 y 2.3 que se llevaron a cabo el día de ayer. La verdad es que otra vez pues para mí fue impecable el desarrollo de las mismas. Y un reconocimiento a los que participaron que se ven en cuadro como nuestra Secretaria Ejecutiva, pero también para todos aquellos que no se ven y que hacen un trabajo pues francamente impecable, ¿no? Muchas facilidades Presidente, felicidades a todos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Felicidades a todos. Gracias a Dios salió muy bien. Gracias Comisionado Pimentel por mencionarlo. Mi reconocimiento a todo el equipo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos por el trabajo impecable. Muchas gracias por mencionarlo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias. Y bueno, entrando en materia, traemos a ustedes la resolución por la que estamos resolviendo una solicitud del contratista Renaissance Oil Corp S.A. de C.V. Este es un contrato consecuencia de la licitación 1.3, de la tercera licitación de la Ronda Uno. Fueron – recordémoslo rápidamente – 25 áreas contractuales de campos maduros terrestres. Esta es un área contractual que se ubica en el estado de Veracruz. Yo me referiré simplemente a las generalidades del asunto. Ya nuestros abogados y nuestras áreas técnicas entrarán a los detalles para desahogarlo junto con ustedes. Vale la pena decir que esta empresa ya nos había presentado una solicitud de los mismos términos para que la Comisión les reconociera una causal de fuerza mayor. Lo hizo el 23 de noviembre del año pasado y esa solicitud fue resuelta el 21 de febrero pasado, declarándola improcedente porque en su momento lo que dijimos es que la empresa no estaba digamos en el momento contractual oportuno.

Lo que se le solicitó es que presentara su línea base ambiental ante la autoridad responsable, ante la ASEA, y que entonces podríamos entrar al estudio de esta causal. Eso lo hizo la empresa, lo hizo el contratista, está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pendiente la resolución por parte de ASEA, pero en el inter lo que la Comisión tuvo conocimiento, lo que tuvimos noticia fue que ASEA había ordenado al asignatario anterior, a Petróleos Mexicanos, a PEP específicamente, que en efecto remediara lo que la ASEA ya calificó como un daño ambiental preexistente. Esa es la motivación total, ese es el argumento central, de la resolución que estamos poniendo a consideración. Lo que la resolución pretende o más bien señala es que en efecto esta vez sí reconozcamos la solicitud que Renaissance nos está presentando, que reconozcamos pues que hay un daño ambiental preexistente que impide al contratista llevar a cabo las actividades petroleras en el área contractual. Yo lo dejaré aquí y para entrar al detalle del caso yo le pediría a nuestro abogado, a Miguel Ángel Ortiz, que nos pudiera de la mano con el área técnica exponer las particularidades de este proyecto. Presidente, si tú lo permites.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Muchas gracias. Muy buenas tardes. En el primer antecedente de este caso es importante referir que con fecha 25 de agosto de 2016 la Comisión Nacional de Hidrocarburos celebró con la empresa Renaissance Oil Corp S.A. de C.V. el contrato de licencia CNH-R01-L03-A19/2016 respecto al área contractual 19-Pontón. El área contractual Pontón tiene una superficie de 11.8 km cuadrados y se encuentra fuera de operación. Cuenta con un total de 14 pozos, de los cuales 11 se encuentran cerrados y 3 se encuentran taponados. Actualmente no cuenta con infraestructura de producción.

En los antecedentes relevantes de este contrato, como lo comentó el Comisionado Pimentel, con fecha 23 de noviembre de 2016 el contratista presentó la primer solicitud de reconocimiento de caso fortuito y fuerza mayor, la cual fue resuelta por la Comisión el 21 de febrero del año en curso, en donde básicamente se tuvo por extemporánea la solicitud e independientemente de ello en el fondo se declaró la improcedencia por los motivos que ha comentado el Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente lámina se establecen tres hechos relevantes para efecto de la presente resolución, consistente en que el 19 de mayo de 2017 el contratista presentó la línea base ambiental. El 24 de mayo del año en curso presentó la segunda solicitud de reconocimiento de caso fortuito y fuerza mayor y el 16 de junio del año en curso remitió información adicional. Este último hecho es relevante porque, a partir de que la Comisión tiene integrado el expediente de forma completa, empiezan a correr los 30 días que establece la cláusula 21.3 para resolver la solicitud. En la estructura del proyecto de resolución que se propone se compone de tres apartados básicamente. En primera instancia el estudio de la oportunidad de la solicitud de fuerza mayor presentada por el contratista, la cual se considera oportuna en atención a que se presentó dentro del plazo de los cinco días siguientes a la presentación de la línea base ambiental, lo cual resulta consistente con la cláusula 21.3 del contrato. Un segundo apartado en el proyecto de resolución donde se realiza el análisis de los hechos susceptibles de constituir caso fortuito o fuerza mayor y finalmente un apartado donde se ordenan diversas medidas por parte de la Comisión.

Por cuanto hace al análisis de los hechos susceptibles de constituir fuerza mayor, son tres hechos principalmente que ha comentado el Comisionado. El primero de ellos la resolución emitida por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, a través de la cual determinó que Pemex Exploración y Producción infringió la normativa ambiental y ordenó a Pemex Exploración y Producción la remediación del sitio correspondiente a la localización donde se presentó la fuga de hidrocarburo en particular en el pozo Pontón cerrado 16. Como un segundo hecho relevante que se analiza en el proyecto de resolución radica en que Pemex Exploración y Producción impugnó a través del juicio contencioso administrativo ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa la resolución emitida por la Agencia. Finalmente, por cuanto hace al citado juicio es importante destacar que al día de hoy se encuentra en trámite.

En el análisis de los hechos que han sido descritos posiblemente constitutivos de fuerza mayor, destacan dos notas características. La primera de ellas es la imprevisibilidad de los hechos, lo cual se traduce en que los hechos se encuentran fuera de la voluntad y del control razonable



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de las partes, lo cual resulta consistente con la cláusula 1.1 del contrato. Y una segunda nota constitutiva de la fuerza mayor consistente en la generalidad, lo cual implica que la ejecución del hecho sea imposible de realizar para cualquier persona y no únicamente para una persona en específico. A partir del análisis de dichos elementos se propone en el proyecto de resolución reconocer la fuerza mayor derivado de la imposibilidad del contratista para cumplir diversas obligaciones contractuales por la existencia de hechos ajenos a las partes que inciden en el desarrollo y ejecución del contrato.

Finalmente, en la resolución se propone un apartado de medidas dictadas, la cual tiene fundamento en el artículo 13, fracción sexta, inciso d, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual tiene por objeto salvaguardar en primera instancia la materia del contrato, salvaguardar de igual forma el cumplimiento de diversas obligaciones establecidas en el contrato que no se encuentran asociadas a los hechos o actos susceptibles de constituir caso fortuito o fuerza mayor. Y finalmente tienen por objeto generar certeza jurídica en torno al cumplimiento de las obligaciones en caso de que los hechos constitutivos de caso fortuito o fuerza mayor cesen. Lo anterior en el entendido que en el contrato se establece la cláusula 21.3 que tan pronto como los hechos constitutivos de fuerza mayor cesen, el contratista deberá regresar al cumplimiento de sus obligaciones.

Finalmente, en esta lámina se establecen los motivos y fundamentos por los cuales se considera jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de esta Comisión emita la resolución respecto a la solicitud de reconocimiento de fuerza mayor presentada por la empresa Renaissance Oil Corp. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente, ¿algún otro señalamiento?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No. Bueno, no sé si... supongo debe de haber algunas preguntas. Estamos a sus órdenes, Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Colegas? Comisionado doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta y un comentario. La pregunta es: ¿Debo entender que si en un tiempo, digamos corto, Pemex remedia el daño ambiental y remedia la fuga en este caso de aceite, entonces la empresa regresaría a todas sus obligaciones contractuales?

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Es correcto Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y mi pregunta es: Y quién emite esa resolución diciendo, “ya revisamos y ya se limpió el área y ya está el área en situación de que se puede seguir explotando”. ¿A quién le corresponde tomar esa decisión?

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Correcto Comisionado. En la primera parte de la pregunta en la cláusula 21.3 del contrato se establece que el contratista deberá asumir de nuevo el cumplimiento de sus obligaciones tan pronto como el caso fortuito o fuerza mayor cese. En la segunda parte de la pregunta, considerando que los hechos que se están tomando como soporte y base para el reconocimiento derivan de una resolución emitida por la ASEA, tendrá que ser la citada autoridad quien en su caso emita la resolución por la cual se tenga cumplido el requisito de remediación que ordenó en la resolución.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Héctor Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- No sé si – abogado – tengan los argumentos principales de Pemex que está exponiendo ante el tribunal colegiado respectivo para efecto de considerar que la resolución de la ASEA le cause algún perjuicio a sus intereses.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- En este caso Comisionado, como antecedente vale la pena



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

referir que esta información de la cual se allegó la Comisión derivó de una solicitud realizada a la ASEA con base en el artículo 49 de la Ley de Procedimiento Administrativo, que establece la facultad de los Órganos para allegarse a la información necesaria para resolver algún caso en el ámbito de competencia. En ese sentido, de la información remitida por la Agencia se remitió copia certificada de la resolución y únicamente se estableció que dicha resolución estaba siendo materia de un juicio contencioso administrativo. Por las características de ese juicio, en términos de la Ley Federal del Procedimiento Contencioso Administrativo, lo que se cuestiona en esa instancia ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa es la legalidad de la resolución. Es decir, los motivos y fundamentos que utilizó la ASEA para determinar que Pemex Exploración y Producción había infringido la normatividad ambiental y dos a través de la cual se le ordenaba la remediación del sitio.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muy bien. Aquí hago esta pregunta, sería interesante más adelante analizar qué pasaría si por una cuestión de legalidad el Tribunal de Justicia Administrativa le otorga razón a Petróleos Mexicanos y la situación de hecho va a permanecer, pero sin embargo ya no tendremos el elemento legal en base al cual estamos sustentando la resolución de causa de fuerza mayor, la procedencia. Y sin embargo la situación va a seguir siendo la misma independientemente la responsabilidad de Pemex para efecto de hacer la remediación correspondiente para ver qué haríamos en esa situación.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Ahí acotar que esta determinación que llevó a cabo la Agencia es una determinación autónoma de la línea base ambiental. Entonces lo que será importante también reconocer es que en términos contractuales hay responsabilidad por parte del operador a través de la línea base ambiental para llevar a cabo la remediación del sitio. Es decir, tenemos dos vías paralelas por cuanto hace a este tema ambiental.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo agregaría que la cláusula 21.4 del contrato habla del derecho de terminación ¿no? de este instrumento si es que pasan dos años continuos con la causal de fuerza mayor vigente digamos, ¿no? Dice, “en caso que como resultado de un caso fortuito o fuerza mayor la realización de las actividades petroleras haya sido interrumpida por un periodo continuo de dos años o más, cualquiera de las partes tendrá derecho ejercitable mediante notificación por escrito a la otra a dar por terminado el presente contrato sin responsabilidad. Este derecho estará vigente hasta tres meses posteriores a la finalización del caso fortuito o fuerza mayor.” Es decir, si entendí bien el supuesto que plantea el Comisionado Acosta, si el Tribunal Federal de Justicia Administrativa le diera la razón a Pemex en el juicio de nulidad que está pendiente, que está subyudice, y esto trajera como consecuencia que Pemex no remedie el área y en consecuencia Renaissance no puede llevar a cabo actividades petroleras en la misma, en el área contractual, y pasan dos años, creo que el contratista podría notificarnos por escrito la terminación del contrato. Eso es lo que, digamos, contractualmente pudiera suceder.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En el punto cuarto al final dice, “por lo anteriormente expuesto, de conformidad con el análisis practicado por esta Comisión, resulta procedente concederle el reconocimiento del caso fortuito o fuerza mayor en términos del contrato”. Pero luego el 7 del punto 15 dice, “el contratista deberá continuar con el cumplimiento de las siguientes obligaciones...”. No valdría la pena al final de la parte cuarta, al final, diciendo que esto suspende todas las obligaciones petroleras, excepto las que se mencionan en el siguiente apartado. Porque si no, va a ver cosas como el plan de evaluación, ese tipo de cosas que se suspende en tanto cuanto no se reanude la actividad petrolera. Entonces yo sugeriría que se pusiera eso, que se suspenda las obligaciones excepto las que se indican en el siguiente apartado, en el artículo quinto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No sé si en el sexto también, creo que en el sexto también. No, nada más el quinto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- El quinto. Lo ponemos con mucho gusto, claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Secretaría Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y en ese sentido, un poco en seguimiento a lo que señala el doctor Moreira, tenemos como trámite ingresado en la Comisión la solicitud de dictamen del plan de evaluación presentado por la empresa. Este se suspendería mientras dure el caso fortuito.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si quiere él. No es el mismo tema porque yo me voy a salir un poquito.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ¿es otro? Ok. Entonces comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Bueno, me voy a referir un poco al tema administrativo-legal o de contrato pero también al técnico. Primero en la parte digamos contractual, administrativa, jurídica o como se llame. En el contrato viene en la cláusula 3.3 en uno de sus incisos que debe hacer una línea base ambiental y entiendo que por eso la primera vez que solicitó caso fortuito se le dijo que era extemporáneo porque todavía no tenía su línea base ambiental. Termina su línea base ambiental, la entrega a la Comisión, a la ASEA. Obviamente la hizo con lineamientos emitidos o guías por parte de la ASEA, pero entiendo que todavía la ASEA no se manifiesta, pero en paralelo sí le ordena al operador anterior que remedie el daño ambiental que aparece en parte del área contractual.

En el contrato señala que de acuerdo a la línea base ambiental la ASEA deberá de ver cuáles son daños preexistentes, cuáles son daños



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ambientales y el Estado vigilará que esos daños sean remediados por el operador anterior que en este caso pues es Petróleos Mexicanos. Pero creo que eso todavía no se da, o sea, la línea base ambiental todavía no ha sido digamos aprobada por la ASEA, sino que estamos a lo mejor saliéndonos un poco del contrato, sino por un tema ambiental que debe vigilar la ASEA de todos los operadores está pidiendo que ese daño se remedie. Entonces, desde el punto de vista de contrato el tema administrativo de que ya esté la línea base ambiental con esa resolución manifestando que, si hay daño ambiental ahí y por lo tanto darle fuerza al argumento de la solicitud de caso fortuito, creo que falta ese pedacito o no sé cómo legalmente lo están digamos dando por cumplido. Digo, habiendo congruencia la ASEA debería decir, "sí, en la línea base ambiental ese mismo daño yo ya lo estoy manifestando que lo arreglen". Pero digamos desde el punto de vista procedimiento, papeleo, soporte al expediente, no sé cómo estamos soportando esa parte de que ya lo manifestemos que están todos los documentos para que sea caso fortuito. Esa sería mi pregunta primera desde el punto de vista administrativo, legal y contractual.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. A ver, con gusto y me complementa Miguel Ángel en el momento que lo desees. Es correcto lo que señalas Comisionado. La ASEA no ha resuelto la línea base ambiental, eso es puntual. No obstante, la ASEA vía una resolución ordenó a PEP, que era el asignatario previo a que el contratista entrara a esta área contractual, le ordenó a PEP remediar lo que la ASEA ya calificó como un daño ambiental preexistente. Es decir, no lo hizo en la autorización de la línea base ambiental, lo hizo en una resolución específica por la que le ordenó a PEP llevar a cabo la remediación. Eso para, digamos, para la ponencia a mi cargo es una razón que yo estimo suficiente para en este sentido digamos reconocer la solicitud del contratista de que en efecto hay ahí un daño ambiental preexistente. La autoridad competente ya lo dijo expresamente. Pero además PEP impugnó la resolución de la ASEA. Entonces me parece que jurídicamente, si bien técnicamente entiendo que puede ser discutible, jurídicamente – y por eso dije que era digamos el argumento central de este proyecto – creo que la Comisión debería reconocer esa solicitud de fuerza mayor pues porque hay un juicio que está subyudice respecto de un daño ambiental que es evidente y que lo que el contratista señala es: "Pues reconóceme que hay una fuerza mayor y que me impide llevar a cabo las actividades petroleras". El proyecto lo reconoce



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y el sentido del mismo es reconocer esa situación y pues concederle la razón para que a través de la fuerza mayor estas actividades se suspendan. Pero es puntual lo que señalas, es correcto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien. Desde el punto de vista digamos de expediente está bien sustentado. Y bueno, algo que nos está poniendo ya reto es esta cláusula con ese inciso donde dice que el Estado vigilará que esos daños preexistentes o daños ambientales sean remediados por el operador anterior y este pues ya es el primero. Es el que vamos a poner a prueba, hay que ir documentando el proceso de manera adecuada porque eso tiene que dar certeza. En todos los contratos traemos esta cláusula y si empezamos a ver daños ambientales preexistentes y todos van a ser impugnados y no van a ser resueltos todos los contratos se van a empezar a ir a caso fortuito en donde tengamos este tipo de asuntos y creo que, pues no se debe, ¿no? Más si ya lo pusimos en un contrato y todos los contratistas están firmando ese mismo contrato con CNH lo tenemos que cumplir. Ya estaremos viendo ese proceso cómo se desarrolla y yo creo que es para estarlo vigilando de acuerdo como señala el contrato. Ahí en nuestra área de administración de contratos tendrá que ir mapeando ese proceso e ir viendo cómo se va resolviendo. Desde el punto de vista técnico, ¿ya se les aprobó plan de evaluación a esta compañía?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, precisamente está en trámite, pero quedaría suspendido. Ya no se dictaminaría.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero en ese plan de evaluación, o sea, ¿el área decían son cuántos kilómetros? 11.8 km cuadrados. Y entiendo que ese plan trae que quiere perforar dos pozos en su plan de evaluación. Y esos, el área contaminada o que tiene el daño ambiental, ¿cuánto es la superficie? ¿Son los 11.8 km o es precisamente en donde ven gran potencial? ¿No hay opción de hacer algún pozo desviado? O sea, ¿no hay algún otro tipo de evaluación que se pueda hacer en los 14 pozos o los 11 que están cerrados y 3 que están taponados? O sea, ¿no hay digamos trabajos de evaluación que este operador en esta área contractual que pusimos a licitación pueda hacer más allá que solamente dos pozos y que no sé si precisamente estén en el área contaminada?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- El sustento técnico del proyecto, lo que nos aportó, es que el área contaminada es el área de mayor producción histórica de esa área contractual. Corríjanme por favor ingenieros cuando diga alguna locura. Técnicamente están a 180 metros en efecto los dos pozos que se pretenden perforar y que así están manifestados en el plan de evaluación y si yo entiendo bien claramente hay opciones de perforar esos dos pozos a través de una desviación, un side track, no sé técnicamente cómo se denomine, para llegar a esa misma área digamos saliéndote del daño ambiental preexistente. Lo que no está claro es: Ese daño ambiental preexistente cuánto mide. Pensando ya en el subsuelo no sabemos, abajo en el subsuelo, cómo esté el daño. Lo que sabemos es que hay un daño, pero no está caracterizado debidamente ese daño. Entonces el contratista lo que apunta es, "yo no puedo ejecutar, no podría ejecutar mi plan de evaluación porque en el área más importante, de mayor prospectiva y con la mayor producción historia del área existe un daño ambiental. Eso es lo que señala el contratista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una pequeñísima precisión. En realidad, bueno, uno de los comentarios que está en la resolución creo que es un poco incorrecto porque en realidad no está dada en la producción acumulada, la mayor producción acumulada no está en esa zona, ¿no? Sino es el 30% de la producción acumulada ¿no? O sea, para ser precisos porque el otro 30% que es totalmente alejado está en el límite del área ¿no? Entonces en realidad la precisión sería que tiene el 30% de la producción histórica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, perdón. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que a medida que ha pasado el tiempo hemos ido mejorando nuestros procedimientos con respecto a la asignación de áreas. Hemos ido revisando si esa área no tiene un área natural protegida, si no hay parte arqueológica que tenemos que preservar, etc., y parte de eso también es la parte de que no tenga daños ambientales preexistentes. Y a veces pensamos en los daños ambientales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como que ya sucedieron y hay que limpiarlos. Hay veces donde el daño ambiental sigue, o sea, hay filtraciones porque el pozo está fracturado o lo que tú quieras y gustes. Entonces todo es tipo de cosas vamos aprendiendo que tenemos que revisar el área con mucho cuidado y tenemos que asegurarnos que no existen todos los condicionantes que limiten el área cuando menos para indicárselos al contratista. Entonces yo creo que estas cosas que nos pasó aquí no nos va a volver a pasar porque creo que hemos ido mejorando nuestros procesos cada vez más de ir revisando previamente las áreas que estamos asignando. Y creo que en este caso si ustedes ven las fotos del daño que se ven en esta zona se ve un lago. No se ve así, si tú quieres, tierra contaminada. Se ve una laguna de petróleo. Entonces realmente ese tipo de cosas creo que nos está llevando a ir puliendo cada vez nuestros procesos de asignación para tratar de evitar lo que menciona aquí el consejero Gaspar. Decir que no nos pase otra vez. Yo creo que en este caso, bueno, pues tenemos que remediarlo, aceptarlo y asegurarnos que se le remedie y que se le regrese y que verdaderamente siga la producción. Pero bueno, es el tipo de cosas que tenemos que ir mejorando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, creo que no alcancé a cazar las respuestas a mis preguntas.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si me permiten.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Para complementar la parte técnica. Efectivamente sin tener una certeza exacta sobre el área, porque hay varias versiones teniendo algunas imágenes de referencia y con el apoyo pues igual satelital se estima que esa área puede andar del orden de unos 80 90, 80x90, que sería del orden de unos 7,200 metros cuadrados, que coincide con un dato de una visita que se hizo en noviembre de 2016 aparece por ahí. Obviamente depende también de la época del año por las cuestiones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fluviales en esa zona. Y lo cual al final representa pues una porción muy pequeña comparada con el yacimiento. Entonces lo que se hizo fue revisar las 8 líneas sísmicas que pasan por Pontón. Se revisó la configuración estructural y se alinearon los pozos, los 14 pozos que se mencionaron de esta área. Se revisó y se ubicaron también los dos pozos que están propuestos y que están ubicados a 180 metros más o menos de ese pasivo ambiental.

Y lo que concluimos es que efectivamente la parte de mayor interés de ese yacimiento coincide. O dicho de otra manera, el pasivo ambiental es un área que está contenida dentro del área de mayor prospectividad de la formación San Andrés. Entonces, teniendo por supuesto técnicamente varias alternativas para desarrollar el yacimiento que puede ser desde hacer una localización diferente o uno de los pozos incluso es direccional se puede por supuesto desarrollar. Y lo que estamos tratado solamente de plantear como complemento de lo que presentó el abogado es que sí, esa área está dentro de la parte de mayor interés y coincide además con la propuesta original que tenía Pemex de desarrollo de pozos en su momento y que ahora coincide con la propuesta que traía la empresa Renaissance para la explotación.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, ¿pero Renaissance es plan de evaluación o es plan de desarrollo?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De evaluación.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Es de evaluación ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es de evaluación y ahorita queda...

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, Pemex lo traía para su plan de desarrollo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En su momento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahorita es un plan de evaluación, no de desarrollo. Por eso preguntaba si aparte de estos dos pozos que no sé si les va a servir para evaluar otra vez la columna geológica haya otras actividades de evaluación dentro del área contractual que sí se puedan llevar a cabo. O sea, porque estrictamente yo podría decir, "bueno, pues sí puedes perforar pozos en área de evaluación, pero no es evaluación. Vas a ir por pozos de desarrollo". Y ahorita no estamos en tema de desarrollo, estamos en tema de evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Un tema que creo que vale la pena considerar, ya lo decía el Comisionado Franco, es que la línea base ambiental no está definida. La Agencia no la ha definido. Si la Agencia no la ha definido pues creo que el contratista se pondría en una posición delicada si es que al negársele el reconocimiento de la fuerza mayor obligamos a que lleve a cabo su plan de evaluación, podrán hacerlo pues. Pero jurídicamente se le dice, "no hay fuerza mayor, estás obligado a llevar a cabo tu plan de evaluación". El plan de evaluación ya se dijo contempla dos pozos a 180 metros. Sin línea base ambiental, ¿cómo vamos a definir si lo que el contratista hizo contribuyó a incrementar ese daño ambiental por ejemplo? Para mí esa es una razón pues suficiente para reconocer la fuerza mayor para evitar que no haya operaciones en esa área contractual. Digamos, en el área contractual pudiera haber en otra, son 11.8 km cuadrados. Aquí estamos hablando números cerrados de 7,000 metros, ¿no?

Ciertamente hay muchísimo espacio físico en donde el contratista podrá llevar a cabo actividades petroleras. En el área afectada ya dije porqué yo creo que el contratista no debería hacerlo. Fuera de esa área pues lo único que yo puedo argumentar en favor del proyecto es que se estaría saliendo del área con mayor prospectividad de acuerdo a los elementos que técnicamente le aportaron a este ponente y una responsabilidad de la Comisión es procurar la mayor recuperación de hidrocarburos. Entonces si nuestra tarea es vigilar que la recuperación sea la óptima y la óptima es en un área que está contaminada para mí – insisto – es suficiente para reconocer que hay una causa de fuerza mayor que le impide al contratista



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

llevar a cabo sus actividades en esa área en específico y en cualquiera otra porque el área de mayor atractividad es justamente la que está dañada. Ese es un poco el sentido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Obviamente de acuerdo al contrato el contratista tiene su derecho de manifestar caso fortuito, etc. El área contaminada está bien, no debe trabajar en un área contaminada, pero no es toda la superficie del contrato. Y si bien nosotros tenemos que vigilar la maximización del factor de recuperación, también debemos ver la continuidad de las actividades y con esto lo que estamos haciendo es realmente suspender. Vamos a suspender las actividades de este contrato, las inversiones de este contrato, su actividad del contrato. Por eso mi cuestionamiento, sin estar en contra del caso fortuito es: ¿No hay otra cosa desde el punto de vista evaluación que ellos puedan hacer? Estos operadores que llamamos para que nos ayudaran al desarrollo de nuestros campos. ¿No hay otra cosa que él puede hacer en el área contractual diferente nada más a esos dos pozos? Ese es mi cuestionamiento nada más.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Digamos la misión de la resolución es la contraria. Es decir, reconocer la fuerza mayor lo que implica es permitirle al contrato abrirse ese espacio de hasta dos años dice el contrato para que este siga vivo, para que las actividades petroleras cuando la fuerza mayor en su caso se levante pues se puedan continuar. Si se le niega al contratista el reconocimiento de esta fuerza mayor, lo que creo que podría pasar es que el contratista diga: "Bueno, pues entonces ahí está el área", no en dos años. Nos la puede devolver al día siguiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Creo que aquí la discusión está en sí, por una porción del total del área contractual en donde se está detectando una situación en este caso ambiental se pueden suspender el total de las obligaciones relacionadas con el 100% de lo que compone el área contractual. Si yo hubiera tenido alguna duda respecto del dictamen,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con la explicación que nos da el Comisionado Pimentel y el área técnica también, me parece que por mi parte quedó disipado, en razón de que si la autoridad competente aún no delimita el daño cómo pudiera la Comisión que no tiene competencia en esa materia determinarlo. Es decir, cómo podríamos decirle al operador: "En tanto la autoridad competente resuelve, tú sí has una evaluación en otra área". ¿Y cuál es esa otra porción del área si la primera no está delimitada? Por lo mismo creo yo que la forma en que se está presentando la ponencia me parece que es correcta y está sustentada en la norma, en razón de que en tanto no tengamos el dictamen definitivo de la ASEA – que es la autoridad competente en materia ambiental, en esta materia – esta Comisión no podría definir en qué área si se podría seguir trabajando y en qué área no. Me parece que los términos en los que se nos presenta la ponencia con la explicación que se nos acaba de expresar, me parece que es adecuada. Porque la otra nos llevaría a que aquí decidiéramos en qué área sí puede seguir trabajando, cosa que estamos no solamente imposibilitados físicamente sino también competencialmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, no entendí bien. ¿Cómo no tenemos la resolución de la línea base de la ASEA no podemos decidir si hay área en donde se pueda o no trabajar?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Tal cual.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ¿nos puede decir si es caso fortuito ahorita hasta que tengamos lo de la ASEA?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- No, no. Lo que sí sabemos – porque hay una determinación oficial de una autoridad competente – es que esa área tiene un daño ambiental. Esa autoridad competente no ha concluido su investigación para decir qué tan profunda y en qué extensión puede estar ese daño. Por lo tanto, esta Comisión no podría decir que el operador siga trabajando en un área que desconocemos ¿sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Bajo este supuesto que yo estoy totalmente de acuerdo el levantamiento del caso fortuito sería cuando la ASEA emita su resolución del dimensionamiento del área contaminada o – cómo nos comenta la resolución – hasta que se haga la remediación. O sea, esa sería mi duda.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Perdón, una precisión. Regresando al punto de partida que es la resolución de la ASEA, en esa resolución se dictaron diversas medidas correctivas a cargo de Pemex Exploración y Producción. De las que resultan relevantes, se establece que deberá presentar ante la Agencia el proyecto de remediación del sitio, el cual deberá contar con sello fechado de recibido para su evaluación y aprobación por la Unidad de Gestión Industrial de ese Órgano. La empresa deberá dar cumplimiento y se le estableció un plazo. En un numeral segundo se establece que, de ser aprobada la propuesta de remediación del sitio, deberá de iniciar con las acciones de remediación propuestas sujetándose al programa calendarizado correspondiente y una serie de medidas correctivas adicionales. Entonces creo que es importante clarificar que el motivo que se propone en el proyecto de resolución parte del acto administrativo emitido por la Agencia, derivado de sus facultades de supervisión y de verificación. Dentro de esa resolución se establecen medidas correctivas tendientes a la remediación. Entonces al final hay un acto administrativo válido al día de hoy. Que independientemente de que sea impugnado se establece una serie de medidas correctivas tendientes a la remediación del sitio. Este apunte un poco para abonar a lo que mencionaba el Comisionado Acosta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Nada más que la pregunta ahí era que cuándo sería el levantamiento del caso fortuito, cuando la ASEA emita la definición del área que se va a remediar de acuerdo a la línea base ambiental o cuando ya se haya hecho la remediación. Esa es mi duda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En mi concepto podría ser cualquiera de las dos. O sea, en el momento en que pudiéramos tener un acto que haya emitido la ASEA donde nos determine la zona de afectación o bien cuando la propia ASEA determine que el área ha sido remediada. En estos dos supuestos podrían ser, pudiera haber otros, pero por lo pronto estos dos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y de hecho hay que considerar que hay una – ya lo decía el abogado – hay un juicio de nulidad que interpuso PEP al respecto. Entonces en realidad la resolución de ASEA vendría una vez que se resuelva el juicio de nulidad y entonces habría que ver en efecto que es lo que la ASEA resuelve para ver si estamos en condiciones de tener por levantada la causal de fuerza mayor y que entonces el contratista pues de vea obligado a reanudar o a retomar sus actividades petroleras.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ya es pregunta. No es mucho mi cancha, ¿pero una impugnación es cómo un amparo? O sea, ¿podemos tomar información de cosa que está parada o impugnada? Es como cuando seleccionamos las áreas, ¿no? Cuando seleccionamos las áreas si hay un amparo no podemos meternos ahí a hacer nada. ¿En este caso que hay una resolución en la cual se impugna o se ampara, no sé si sea lo mismo, se puede tomar esa información para tomar decisión?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, sí se puede. Digamos, sin entrar a tecnicismos de lo que es el amparo y la suspensión en dicho juicio, acá estamos hablando de un juicio de nulidad que es completamente distinto al amparo. Ya lo decía el abogado, lo que la ASEA resolvió se presume válido hasta en tanto en su caso no sea el tribunal quien le dé la razón a PEP y entonces se tenga por inválida esa resolución. Pero al día de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hoy lo que la ASEA resolvió es que hay un daño ambiental preexistente y determinó que PEP está obligado a remediar ese daño. Eso es perfectamente válido y el fondo está sujeto a una determinación de una autoridad judicial. Pero podemos perfectamente tomar como válida la resolución de ASEA.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y quisiera comentar. El tema de la línea base, más allá de averiguar otra área prospectiva o algo así, porque en realidad no es eso sino es como encuentro yo el área para efectos de mi responsabilidad hacia futuro y la responsabilidad del asignatario o contratista anterior. O sea, me parece que la línea base no daría los elementos para proporcionar al contratista una posibilidad de presentar un plan de evaluación distinto, sabiendo técnicamente – como lo señala el ingeniero Daniel – que el área prospectiva o el área que el contratista tenía pensado llevar a cabo actividades petroleras para efecto de una evaluación y de un desarrollo es la mejor área ¿no? O sea, la línea base en realidad no nos da esos elementos. La línea base creo yo que no está tan emparejada con el procedimiento que estamos o la resolución que estamos dando aquí porque es nada más el deslindar responsabilidades a futuro del contratista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. ¿Algún otro comentario colegas? Secretaria Ejecutiva, por favor dé 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.32.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de reconocimiento de fuerza mayor presentada por la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. DE C.V., respecto al cumplimiento de las obligaciones derivadas del contrato CNH-R01-L03-A19/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.32.001/17

Con fundamento en los artículos 2, fracción I y 31, fracciones VI y XII, 47, fracción III, de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 22, fracciones I, III, y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y 1, 10, fracción I, 11, 13, fracciones II, inciso i., VI, inciso d. y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 21.1, 21.2 y 21.3 del Contrato CNH-R01-L03-A19/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de reconocimiento de fuerza mayor presentada por la empresa Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V. respecto al cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato CNH-R01-L03-A19/2016.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe Trimestral de Solicitudes de Autorización para la Perforación de Pozos FMS.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Vamos a poner a su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

consideración el segundo informe trimestral de las autorizaciones para perforación de pozos. Adelante por favor.

Esta es la agenda. Muy rápidamente los antecedentes vamos a dar un aspecto genérico de las autorizaciones realizadas a partir del acuerdo, un poco de lo que vimos el semestre pasado, nada más un resumen general. Y después nos meteremos a la parte ya de las autorizaciones que hicimos durante este semestre. Por último, unos comentarios. Adelante por favor.

Bueno, como antecedentes nada más este es el marco/fundamento legal. No más recordemos que con base en el artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión pues es el titular de la Unidad Técnica de Exploración que emite las autorizaciones para autorizar tanto Ares como pozos. Adelante por favor.

Bueno, estos son unos diagramas de pie. La parte izquierda que ustedes están viendo estos son los 19 pozos que en el primer informe informamos acerca de estas autorizaciones. Le recordamos nada más que cada uno de los colores significa en verde que son autorizaciones para Petróleos Mexicanos, en azul Hokchi, en amarillo ENI, en color gris Talos y lo que es la parte roja es Fieldwood. Para este semestre también autorizamos 19, sin embargo, esto implica 18 pozos y una autorización de modificación de un pozo que ya habíamos autorizado. Adelante por favor.

Entonces de esas 38 autorizaciones que tenemos como acumuladas desde el acuerdo, tenemos que el estatus está por perforar siete. Están en perforación 20 pozos, 4 en terminación y aquí tenemos la parte de modificación de autorización, y 6 terminados. Lo más sobresaliente en el trimestre anterior fue la terminación de estos 3 pozos, el Nobilis-101 que resultó productor de aceite, el Hokchi-3DEL que también salió productor de aceite y el Hokchi-4DEL que es productor también de aceite. En este trimestre lo más sobresaliente es el Ku-72DES terminado como productor de aceite, son pozos de desarrollo. Maximino-2001, un pozo exploratorio que resultó invadido de agua salada y Exploratus-2DEL como productor de aceite. Adelante por favor.

Bueno, ya entrando en materia de este, durante este semestre vemos las autorizaciones resueltas, son 19. Están en proceso, las solicitudes en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proceso son 8. Están suspendidas estas solicitudes, son 2; es prácticamente Umut-1 y Ambus-1, son los que están suspendidos. Y hay 4 solicitudes desechadas. Adelante por favor.

Este es el panorama genérico de los pozos que hemos autorizado durante este trimestre, los cuales 11 están en perforación, un pozo está terminado, 5 están por iniciar. Hay una profundización y una autorización terminada. En este caso tenemos 10 pozos exploratorios y 9 pozos Tipo. Adelante por favor.

Vamos a ver las autorizaciones por áreas, primero las de pozos en aguas profundas. Está en perforación el Goliat-1 y terminado el Maximino-2001. Adelante por favor. De los pozos exploratorios tanto en agua somera como en terrestres tenemos en perforación el Hokchi-5DEL, el Octli-1, el Cahua-1, el Najil-1 y el Pokoch-1DEL. Por iniciar está el Cibix, el Manik-101A y en terminación el Amoca-3DEL. Adelante por favor.

Vamos a ver ahora aquellos pozos Tipo en aguas someras. Vemos que aquí prácticamente, todos estos son de Petróleos Mexicanos. Está en perforación el Zaap-7, el Onel-31, el Homil-61, el Xanab-12 y Ayatsil-13. Por iniciar el Zaap-56, el Balam-99 y una autorización terminada que es el Balam-29DES. Adelante por favor. Por último, el pozo Tipo terrestre por iniciar el Corrarillo-26DES. Adelante.

Ok. Este es el resultado de todos durante este trimestre y vamos a ver la primera gráfica que observamos son los recursos prospectivos relacionados a estos pozos. Hay un total de 469. El Goliat-1 con 234, después sigue el Najil-1 con 73, el Cahua con 38, el Manik con 44, el Octli con 41 y el Cibix con 34. De los pozos delimitadores tenemos las reservas a reclasificar, principalmente Amoca-3DEL con 209 y Pokoch-1DEL. La gráfica de abajo que ustedes están viendo es la producción esperada de estos pozos que se han autorizado y la producción total alcanza los 33,150 barriles por día. Entonces los principales pozos son Ayatsil-139, el Xanab-12, el Zaap-72 el Zaap-56, Onel-31, el Balam-29, el Homol-16 y el Corrarillo-26. Adelante por favor.

Los costos totales que implican todos estos pozos, estos 19 pozos, incluye una inversión de más de 15,000 millones de pesos y aquí está dividido. En



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aguas profundas casi 3,000, en lo que son pozos exploratorios casi 6,000 millones y de los pozos Tipo más de 6,284. Adelante por favor. Adelante.

Como conclusión de los pozos autorizados en este trimestre, podemos decir que el 83% corresponden a Petróleos Mexicanos, 17% corresponden a contratistas. De los pozos de estas autorizaciones 45 son pozos exploratorios, 45 son pozos Tipo y 10% poseen... perdón, 45% de pozos exploratorios, 45% de pozos Tipo y 10% en aguas profundas y ultra profundas. El 84% corresponden a Ronda Cero, son 16 pozos, y 16% a Ronda Uno, licitación dos, con 3 pozos. 21% están en perforación, 58% en perforación y 21% por iniciar la perforación. De los recursos prospectivos estimados en estas autorizaciones en pozos exploratorios son 469 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de estos recursos y en pozos delimitadores 250 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La producción diaria a incorporar por estas autorizaciones son 33,150 barriles por día que representa aproximadamente el 1.64% de la producción nacional diaria. Eso es todo en cuanto tenemos el informe de autorización de pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Faustino Monroy. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pongan la lámina 9 por favor. Nada más una duda de la barra que tienen ahí con un valor creo que de 5 y tiene un asterisco de dos pozos. ¿Qué significa eso? No anterior o una posterior. Hay una de barras.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Posterior.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es la número 8. No, la 6.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa, la 8, esa. Esa barra que tiene ahí 5, ¿qué son? Y luego ese 2.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Si le picamos aquí por favor. No, aquí dentro. Perfecto. Estas son las solicitudes de autorización suspendidas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aja, pero el 2 qué significa, ese 2 asterisco que está encima de ese 5.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- Eso es en el trimestre.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cómo?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Los que están en esta parte de aquí como pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ah, ¿el asterisco? Son solicitudes suspendidas. Hay dos pozos suspendidos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿De esos cinco?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De esos 5.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- En el trimestre. Hay tres anteriores y dos que se acumulan en este trimestre.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Son 5 suspendidos de todo el año.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- Al cierre del trimestre.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La siguiente en la... donde hablas de pozos Tipo. La siguiente lámina. Ahí. Decías, tengo 10 exploratorios y 9 pozos Tipo. Esos 9 pozos Tipo cubren la autorización de otra cantidad de pozos, ¿sabemos cuántos? Porque al final estás autorizando el pozo Tipo con el volumen de pozos que se parecen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En la dos, ahí. Por ejemplo, para estos pozos Homol-161 es un pozo de diseño que ampara cuatro pozos. En el caso de Xanab-12 también ampara cuatro pozos. El Balam-29 ampara 15 y el Balam-99 tres.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y no deberíamos reportarlo así cómo que ya aprobaste de manera automática la suma de todo eso que está ahí?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Perdón. No, lo que sucede es que aquí enviaron la solicitud señalando como pozo Tipo precisamente por ejemplo en el caso de Balam-29DES este es el pozo Tipo y nos mencionan 15 pozos más que están considerados dentro de esta autorización. Pero no los mencionamos todavía porque no están autorizados. En el momento de que nos tiene que llegar un aviso en el que nos digan, "señores, de lo que les enviamos como pozos, pozo modelo de diseño y los pozos Tipo, vamos a perforar ahora a partir de tal fecha estos tres y aquí va la información técnica y todo lo que conlleva la aprobación de esos pozos anexo". No envía el pozo, el modelo de diseño y todos los pozos con toda la información. La información la van metiendo conforme ellos van estableciendo el programa.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, por eso no se cuenta.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Oigan, ¿el pozo Zama dónde aparece?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El pozo Zama fue de la...

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿No debería estar en perforación o algo? En someras, ¿no? Aquí mismo. Debería estar Zama.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Fue del primer trimestre.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, ¿pero aquí que tienes? Están en perforación estos, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, pero eso es del trimestre nada más que estamos informando. Si recuerdan aquí en el Órgano de Gobierno...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero se está perforando Zama ahorita.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, está dentro de.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Ellos hicieron un acumulado de en perforación, no en perforación de los aprobados en el trimestre.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, lo aprobaste digamos hace dos trimestres.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Están cortadas las fechas.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, por eso no aparecía.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No nos quedó muy claro. La doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, era un poco aclarar. Lo que pasa a ver, este...

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- Pido perdón doctora. En la presentación tenemos justamente la información en donde tenemos las barras, el estatus de las autorizaciones. Justamente el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acumulado viene ahí, la lista de pozos que están en perforación y ahí aparece el Zama.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea si está.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- Si quieres vamos más atrás, más atrás, más atrás. A ver, atrás. Perdón, ahí, ahí. Si le damos clic a la lámina en perforación. Esta es el acumulado de todos y en perforación la columna de... ahí, ahí damos clic. Estos son los acumulados, 22 pozos que están en perforación actualmente al cierre del trimestre y ahí inclusive aparece Zama.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. ¿Qué significa "SON", Zama-1SON?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- De sondeo.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO VÍCTOR HERNÁNDEZ DE LA CRUZ.- Sondeo estratigráfico.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sondeo, lo que estamos viendo ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, un poco la aclaración y creo que antes era de que el periodo de este trimestre es de...

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- 17 de marzo al 30 de junio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Entonces todo lo que haya pasado después del 30 de junio, o sea a partir del primero de julio, no está contenido todavía en este reporte.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, todavía no.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero sí está interesante, digamos cuando vienen con su informe, este acumulado pues. El acumulado está interesante porque te da visión de cuántos pozos se están perforando en este momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias doctor Faustino Monroy. ¿Algo más?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No. Son estos 20 Comisionado, son estos 20 los que están en perforación de todos acumulado. Nada más Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.32.002/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe Trimestral de solicitudes de autorización para la Perforación de Pozos.

III.2 Informe Trimestral de las Solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES). FMS.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Esta no es la presentación. El informe trimestral en este caso va desde abril a junio. Entonces seguimos por favor. Bueno, esta es la agenda, igual, seguimos. Ahí por favor. De igual manera en este trimestre estamos reportando un total de seis nuevas autorizaciones que realizamos en las Ares. Este pie que está a la izquierda muestra nada más el trimestre pasado donde autorizamos cuatro Ares y ahora estamos autorizando seis. Entonces esto es nada más para recordarnos y lo que ustedes ven aquí son acumulados. Es decir, hasta hoy tenemos 54 autorizaciones acumuladas con 20 compañías. Adelante por favor.

En el trimestre hemos aprobado cinco proyectos de reprocesamientos sísmico 2D que están aquí enlistados, donde se ve que es la compañía Seitel es Seismic Enterprises México S. de R.L de C.V. Son los cinco de ellos. Vemos que todo es reprocesamiento sísmico 2D en las áreas de Burro Picacho, Veracruz, Faja de Oro, Burgos Marina y Chihuahua. Y aquí están las áreas, las áreas varían entre 43,710 km hasta un poco más de 75,000 km cuadrados. En azul tenemos el proyecto de adquisición de datos usando una tecnología que ellos llaman SFD por sus siglas en inglés que no es más que detección de campos de esfuerzos gravitacionales. Esto es un estudio que todos los datos se adquieren con un vuelo. Entonces este cubre un área de aproximadamente 8,950 km cuadrados. El total son más de 315,600 km. Adelante por favor.

Vamos a ver cada uno de ellos. En este caso son los proyectos autorizados. Si ustedes ven aquí está Chihuahua, Burro Picacho, Burgos Marina, Faja de Oro y Veracruz y estos pequeños cuadros que ustedes ven en amarillo es el estudio de adquisición de esos datos de esfuerzos que se denomina SFD aéreo. Adelante por favor.

En el proyecto Chihuahua de la compañía Seismic Enterprises México las líneas 2D que se van a reprocesar son aproximadamente 3,000 km y el principal objetivo es identificar prospectos exploratorios, es decir estudios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmico geológicos en la provincia de Chihuahua. El reprocesamiento sísmico 2D van a ser a nivel del Cretácico Superior, Jurásico y el Basamento. La duración son 6 meses. Adelante por favor.

El proyecto Burro Picacho es un proyecto de la misma compañía con línea sísmica 2D entre 4,000 y 5,000 km en la misma provincia y es exactamente la parte, es igual, es el Cretácico, Jurásico y el Basamento los objetivos geológicos y la duración son 6 meses. Adelante por favor. En el área Burgos Marina esta misma compañía Seismic Enterprises las líneas son entre 5,000 y 7,000 km cuadrados. Son sísmica 2D, recuerden se va a reprocesar. Los objetivos geológicos son Mioceno, Oligoceno, Eoceno y Basamento. Tiene una duración de 9 meses. Es en la provincia Burgos y Golfo de México profundo principalmente. Adelante por favor.

El proyecto Faja de Oro de la misma compañía. Las líneas sísmicas varían también entre 5,000 y 6,000 km y los estudios que están enfocados a los objetivos Cretácico, Jurásico y Basamento. Tiene una duración de 9 meses en la provincia de Faja de Oro. Adelante por favor, Tampico Misantla. El proyecto Veracruz este proyecto igual tiene unas líneas sísmicas aproximadamente de 3,000 km 2D. Se van a reprocesar buscando el Cretácico, el Jurásico Superior y Basamento. Es 8.5 meses de duración y lo que quieren hacer, fijar sus objetivos en una PSTM, es decir una migración en tiempo. Adelante por favor.

Por último, este estudio de adquisición es detección de esfuerzo gravitacionales por la compañía NXT Energy Solution Corporation. Son 15 áreas de estudio que ustedes las ven aquí distribuidas en la línea de costa. Un área sumada aproximada de 8,900 km cuadrados y los objetivos son prácticamente la columna de siliciclastos y carbonatos dentro del Jurásico. Detección de campos de esfuerzo y los entregables son mapas de anomalías de estos esfuerzos gravitacionales. Tiene una duración de 3 meses y cubre las provincias Tampico Misantla, Veracruz y el Sureste. ¿Cuál es el objetivo principal? Identificar entrapamientos de fluidos en las trampas geológicas de acuerdo a lo que dice la compañía que su tecnología puede hacer. Seguimos.

En cuanto al estatus de los proyectos autorizados ahora si en total les decía tenemos 54 de los cuales 7 están terminados, en desarrollo están 20



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualmente y por iniciar 8. Adelante. De estos terminados, estos son 7, prácticamente son con adquisición sísmica, todos en el Golfo de México obviamente y sin adquisición en el área de Tampico Misantla. Adelante por favor.

Estos son los pozos, los proyectos terminados. Aquí está el número de Ares, el número de proyectos, la compañía y lo que estamos realizando es ver si la información ya está entregada a la CNH. Aquí está toda la información que se ha entregado a la Comisión y la fecha terminada de los proyectos para darle seguimiento. Adelante por favor.

De los proyectos Ares autorizados en desarrollo con adquisición de datos tenemos que hay 10 de ellos con adquisición, que ven ustedes aquí todas las compañías y la distribución de las áreas que cubre. Adelante. Y sin adquisición tenemos otros 10 de esos autorizados en desarrollo actualmente, ¿no? Entonces sin adquisición están también nombradas todas las compañías que vemos aquí y la distribución de las áreas. Adelante.

Y este es el estatus de avance de los proyectos autorizados en desarrollo, son 20. Y ustedes pueden ver una línea aquí del 30 de junio. Para describir esta gráfica, simplemente la parte de color azul es lo programado, el avance está en color café y las tres etapas principales de adquisición, proceso, reproceso, están en estos colores, de tal manera que vemos que el único en adquisición ahorita es el de Pemex de sísmica 3D Waz es el único que está en adquisición. Todos los demás están o bien en la etapa de lo que es el proceso o reproceso o algunos inclusive en la interpretación. De esta manera llevamos nosotros el seguimiento de cada uno de todos los proyectos autorizados. Adelante por favor. Adelante.

De los Ares autorizados por iniciar, tenemos estos ocho. Uno es con adquisición, de la compañía EICS de México y sin adquisición son siete. Uno de TGS, otro de Gx Geoscience, uno, dos, tres, cuatro, cinco son de Seitel. Adelante por favor. Entonces los que van a iniciar tenemos aquí que para el primer trimestre que reportamos eran estos cuatro sin recuerdan, de los cuales ya se iniciaron dos. El de Gx Geoscience que es un reproceso sísmico 3D de la provincia de Mexican Ridges, Cordilleras Mexicanas, que si recuerdan la vez pasada en el informe pasado lo vimos. Y el de TGS AP que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es un reproceso sísmico 2D y 3D en el área Sureste, estos están por iniciar. Los demás, el de Dowell Schlumberger de las cordilleras ya inició y otro de TGS en Tampico Misantla que también era un reproceso si recuerdan esos eran 10 cubos sísmicos si no mal recuerdo, ya iniciaron. Y aquí están las observaciones que notificaron el inicio el 16 de junio y el 28 de abril respectivamente. Aquí hay una observación en el de reproceso sísmico de las Cordilleras Mexicanas por Gx Geoscience está con prórroga. Ellos solicitaron una prórroga, se autorizó. En este semestre decíamos todos estos cinco proyectos de Seitel están por iniciar y el de NXT ya inició el 23 de mayo. Adelante por favor. Adelante.

En resumen, se puede decir que durante el trimestre se autorizaron seis proyectos conforme a tiempos y requisitos establecidos en la regulación vigente. Del total de estas autorizaciones cinco son de reprocesado sísmico 2D, una de adquisición de datos aéreos, detección de campos de esfuerzos y los recursos prospectivos identificados cuando estos proyectos terminen incrementarán obviamente el conocimiento y potencial petrolero del país en estas provincias: Chihuahua, Sabinas, Burro Picacho, Burgos, Golfo de México profundo, en Tampico Misantla, Veracruz y en el Sureste. Eso es todo lo que tenemos para presentarles Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Faustino Monroy. ¿Colegas? Secretaria Ejecutiva.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.32.003/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe Trimestral de solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

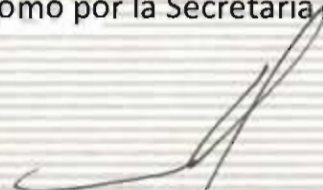
OAK-TREE




SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:24 horas del día 13 de julio de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 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.




Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



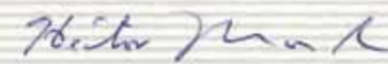
Alma América Porres Luna
Comisionada



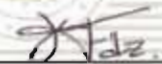
Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado




Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva