



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

OAK-TREE ACTA SAFETY

En la Ciudad de México, siendo las 13:39 horas del día 19 de julio del año 2018, 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, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.0659/2018, de fecha 18 de julio de 2018, 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, mismo que se aprobó en los siguientes términos:



Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A11/2015.
- II.2 Opinión Técnica sobre la modificación de las Asignaciones AE-0073-2M-Puchut-01 y A-0387-M-Humapa.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A11/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Jefe de la Unidad de Extracción, ingeniero Daniel Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, buenas tardes. Con su venia me voy a permitir presentar la modificación al Plan de Evaluación del campo Malva. Con respecto a la cronología, en marzo de este año la empresa Renaissance solicitó la aprobación del periodo adicional de evaluación,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mismo que fue otorgado en abril y en ese mismo mes solicitó la modificación del Plan de Evaluación. Esta Comisión emitió la solicitud de prevención de información en mayo y misma que fue atendida por la empresa en el mes de junio y en ese mismo mes ingresó dos alcances a esta prevención. Las características generales del área contractual 11 Malva se encuentra en el Estado de Chiapas, Municipio de Pichucalco. Es un área contractual de 21.22 km². Es un Contrato con la modalidad de Licencia con una vigencia de 25 años. La operadora es la empresa Renaissance Oil Corp, S.A de C.V. Cuenta actualmente como se muestra en el mapa que está del lado derecho con cuatro pozos, de los cuales uno produce actualmente que es el Malva-85. Tiene una producción de 176 barriles por día y 1.6 millones de pies cúbicos por día y esto es al amparo del Plan de Desarrollo vigente que fue aprobado el 27 de abril del 2017.

Los objetivos de este Plan de Evaluación incluyen evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos conocidos como Cretácico Superior y Cretácico Medio, que en la tabla del lado derecho se muestran en la parte con una profundidad en la cima en metros verticales del orden de los 3,000 metros verticales. Esto será mediante la reparación de un pozo, reparación mayor de un pozo, y la perforación de dos pozos que describiré más adelante. Asimismo, evaluar las formaciones Eoceno Superior y Mioceno Medio que están mostrados aquí – el Eoceno está identificado en su cima a los 1,758 y el Mioceno Medio a 617 –, adquiriendo 36 núcleos de pared en cada una de estas formaciones. Y el tercer objetivo es reclasificar las reservas del área contractual y actualizar el Plan de Desarrollo.

La modificación del plan incluye o agrega la perforación del pozo Malva LOC 2, manteniendo las actividades que ya se tenían previstas. Solamente se está incluyendo este pozo. Y se dará cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, considerando el incremento al compromiso con estos dos pozos, la reparación mayor, 132 estudios de núcleos – mencionaba que sobre las 33 que se va a tomar –, dos pruebas PVT, cinco análisis de agua de formación para cada una de las formaciones que mostraba en la lámina anterior, la actualización de los modelos estáticos, tres en este caso que sería Mioceno, Eoceno y Cretácico, y la interpretación de la sísmica 3D. La modificación propuesta contempla una inversión total de 12.9 millones de dólares. Y en el esquema que mostramos en pantalla se puede visualizar.

Handwritten marks in blue ink on the right margin, including a checkmark, a large 'M', and several vertical lines and scribbles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí estaría en el área de Malva-201 está la pera y esta línea roja indica el ducto con el que se manda la producción a Sunuapa. La perforación del pozo Malva-1, que era el que estaba considerado originalmente, estas serían las profundidades totales, esto sería hacia donde llegaría cada uno de los pozos, estos son los ya existentes y el que están incluyendo en esta propuesta de modificación es la localización 2 de Malva que estaría ubicada en esta zona la profundidad total del pozo.

El comparativo de las unidades de trabajo del plan original contra el plan modificado, como pueden ver la única variación es precisamente en la perforación del pozo adicional por un total de 4,000 unidades. En total, de 9,400 que tenían en el plan original aprobado, están presentando 13,400 que es el compromiso que deben de cumplir.

Este pozo que se está proponiendo aquí se presentan algunas de las características. La formación pues es a Cretácico Medio. Pueden ver la trayectoria, mencionaba que esta es la pera y de aquí pues es una trayectoria desviada hasta este punto. El tiempo de perforación, y lo vamos a mostrar en el cronograma, es entre la perforación y la terminación del orden de 90 días. Adelante por favor.

Con respecto a las inversiones, se tenían previsto 9,169,228 y pueden observar que el programa de inversión propuesto tiene una variación en la parte de geología, una parte en la que se refiere a ingeniería de yacimiento y por supuesto la perforación del pozo. Aquí lo único que hacen es una redistribución de las inversiones. Aprovechando que van a meter un nuevo pozo, hacen un paquete y hacen una revisión de sus costos. No han hasta el momento ejercido o erogado en términos de las actividades que reduzcan el compromiso de trabajo, solamente que pues sí pagan estudios, hacen algunos permisos, tramitología, etc., lo de la operación. Sin embargo, de lo que se tiene aprobado como actividad del Programa Mínimo de Trabajo no se ha avanzado. Entonces de 9,169,228 pasa a 12,939,510, que básicamente es la inclusión del pozo y una redistribución en los costos. Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la parte de geología se cae 80%. ¿Hay una razón para esto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, lo que estábamos investigando es que como contratan un nuevo paquete, mucho de eso lo absorben en el costo del nuevo pozo que van a perforar. Entonces estábamos viendo si había una optimización de costos o solo era una reclasificación, es lo segundo. Y mencionaba que sí hacen algunas inversiones, pero básicamente son temas administrativos, seguridad, transporte, manejo de residuos y desechos, etc. Por lo demás, es como estaba previsto más el pozo nuevo. Adelante por favor.

En el cronograma pueden ver que está considerado la perforación del Malva LOC 1, que es donde se van a hacer la mayor parte de los estudios y los análisis, que así estaba previsto originalmente, y actualmente se incluye la perforación del Malva LOC 2 con su perforación y terminación. El cronograma he mencionado en algunas otras ocasiones se deja las fechas con los meses en los que ingresan el documento (la solicitud) y bueno, corre el tiempo de análisis y hasta el día de hoy. Sin embargo, estábamos verificando que están listos para iniciar la perforación en el mes de agosto como está considerado ahí. Se va a hacer también la reparación mayor, que es van a meter ahí cementación forzada y van a hacer un redisparo. Se van a tomar los núcleos, el análisis PVT, los análisis de agua. Entonces con la información disponible podrán actualizar el modelo estático y posteriormente el dinámico. Asimismo, iniciarán la interpretación sísmica después de que tengan la información, sobre todo, repito, del Malva LOC 1.

Para este periodo adicional la producción de aceite esperada mencionaba que anda ahorita del orden de los 170-180 barriles por día, que sería esta primera etapa. Luego van a hacer la reparación mayor del Malva-85. Aquí pues habrá un periodo donde cierren para la reparación, se puede ver en la línea de la producción acumulada, e incrementaría hasta los 350. Posteriormente la perforación del Malva LOC 2 está mostrado en este incremento y podrá alcanzar en su estimado que tienen para este periodo del orden de los 1,000 barriles por día o 1,100, que daría un acumulado de 181,000 barriles.

En la parte de gas sería lo correspondiente. Aquí vale la pena mencionar que el gas se considera enviar a la Batería de Separación Sunuapa, que es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde se va a realizar la separación y se encuentra a unos 15 km y que es donde está aprobado el punto de medición provisional al amparo del séptimo transitorio. Entonces van a mandar multifásico y se considera en los acuerdos con PEP que ellos comprarían todo y manejarían tanto aceite como gas.

Con respecto al cumplimiento de las actividades, se deben de cumplir la perforación, prueba y evaluación que fueron presentados, la ubicación de los pozos, los programas preliminares de perforación en este caso de las dos localizaciones, el estimado detallado de los costos, la propuesta de duración y el programa de ejecución de las actividades, los cuales fueron mostrados anteriormente.

Las actividades físicas entonces dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, por lo que son congruentes con los objetivos y el alcance de la modificación propuesta. La perforación de estos pozos y la toma de informaciones permitirá actualizar los modelos estáticos y dinámicos. Las actividades indicadas brindarán elementos suficientes para la actualización del Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual. Y cabe hacer mención que en caso de éxito en la evaluación en niveles estratigráficos distintos al horizonte de extracción en el área contractual, se deberá presentar la notificación de dicho descubrimiento a esta Comisión y cumplir así con lo dispuesto en el anexo 1, numeral 2, apartado 6 de los Lineamientos que regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Consideramos que es viable la modificación propuesta desde el punto de vista técnico y quedo abierto para cualquier duda Comisionada ponente si hubiera algún...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, en realidad está para comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Tengo una duda. Cuando se habló de los objetivos del Plan de Evaluación se dice que hay que evaluar las formaciones Eoceno Superior y Mioceno Medio. Y en el primer bullet



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde dice objetivos, el primero dice evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos conocidos en Cretácico Superior y Cretácico Medio. La parte de las formaciones Eoceno Superior y Mioceno van a ser con los pozos nuevos y van a tomar 33 núcleos. O sea, ¿33 núcleos serían en total o es para Eoceno Superior 33 y para Mioceno Medio 33? ¿Cómo están?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE DESARROLLO, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Para cada uno, son 33 para cada uno.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 33 para cada uno, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE DESARROLLO, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y nada más para complementar recordemos va con doble objetivo. Ellos producen en el Cretácico como lo hemos comentado. Van a tomar, ya que atraviesan la parte de Terciario, información. ¿Y eso por qué? Porque hacen correlación igual con el campo Artesa, que hemos estado manejando que es productor histórico en el Terciario, tiene hasta 12,000 barriles, eso fue en 2012. Quieren ver la potencialidad que tienen o el potencial productor de Terciario. En el caso que resultado de estas evaluaciones descubran, pues tienen que notificar a la Comisión, aunque *per se* pues el pozo va a producir en Cretácico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.43.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A11/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.41.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A11/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. en relación con el citado contrato.

II.2 Opinión Técnica sobre la modificación de las Asignaciones AE-0073-2M-Puchut-01 y A-0387-M-Humapa.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, el pasado 11 de junio de este mismo año recibimos una solicitud de opinión por parte de la Secretaría de Energía con el propósito de modificar, que es lo que está pretendiendo hacer a solicitud



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Petróleos Mexicanos, a su vez dos asignaciones, en el marco que hemos venido discutiendo en cuanto a la necesidad de que las asignaciones contengan la columna completa. Estamos frente a dos asignaciones, una de ellas que es la AE-0073-2M-Puchut-01 y la A-0387-M-Humapa. La primera de ellas en su extensión completa de asignación contiene a través, obviamente en otro horizonte, una asignación sobrepuesta. Es decir, comparten el espacio territorial a diferente profundidad. El propósito es muy sencillo, simple y sencillamente recortar una de las asignaciones con el propósito de dejar solo la asignación Humapa con toda la columna completa con el propósito de que ambas tengan actividades, la primera de exploración con la columna completa y la segunda también que es de extracción la posibilidad de hacer actividades de exploración en la columna completa. Para efecto de conocer con precisión los datos de esta solicitud, yo le pediría al maestro Rodrigo Hernández, Director General de Dictámenes de Exploración, nos hiciera la exposición correspondiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Muchas gracias Comisionado. Comisionados, buenas tardes. Bueno, les traemos esta presentación breve donde les daremos un poco más de detalles de los que el Comisionado ya nos refirió. Efectivamente es una opinión técnica que está solicitando la Secretaría de Energía para modificar dos asignaciones, una de ellas exploratoria y la otra de extracción. La que sigue por favor.

Como saben, la actividad que realizamos pues la hacemos basados en el marco normativo que tenemos. Básicamente la Ley de Hidrocarburos, que es la que refiere esta posibilidad de que haya modificación de asignaciones junto con la Ley de Órganos Reguladores, los propios reglamentos y el Reglamento Interno de la Comisión que faculta esta Dirección General para traer este caso aquí al Órgano de Gobierno.

Entonces la opinión que nos solicita la Secretaria de Energía versa en dos puntos. Uno de ellos es la propia reconfiguración espacial de estas asignaciones que, como bien lo refería el Comisionado, es hacer el recorte de la asignación de exploración que es la asignación Puchut e incluir o mejor dicho incluir ese recorte que se haga en la asignación de extracción



que es la asignación de Humapa. Y por otro lado el segundo punto es conocer, nos preguntan si impacta en los planes asociados a estas asignaciones derivado de esa reconfiguración.

El diagrama o las fechas que tenemos, como bien lo refería el Comisionado, pues en junio recibimos esta solicitud, la hemos estado trabajando y pues ahora traemos aquí al Órgano de Gobierno. La que sigue. En ambos casos es el mismo cronograma, ¿no? Tenemos la solicitud en junio para una y para otra asignación y la resolución del Órgano de Gobierno ahora en este mes de julio.

En este mapa ustedes pueden observar donde está localizada ambas asignaciones. Nos encontramos en la provincia de Tampico Misantla en el norte del Estado de Puebla, en la frontera con el Estado de Veracruz. Y esta asignación, la verde que ustedes ven aquí en el polígono más grande, es la asignación exploratoria. El polígono interno es la asignación de extracción Humapa y entonces actualmente la asignación exploratoria tiene del orden de casi 1,000 km², 944, y la asignación de extracción 157 km². Es importante mencionar que en los Títulos de Asignación está expreso que la asignación de Puchut puede realizar actividades solamente en los plays de recursos no convencionales y en consecuencia entonces la asignación Humapa tiene toda la columna a excepto o con la excepción de los plays de recursos no convencionales. Por eso es que se requiere hacer esta reconfiguración para transferir los derechos de una a otra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una duda nada más en eso. ¿Humapa no es una asignación de extracción?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Si, es una asignación de extracción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para el horizonte de extracción, o sea, bueno, es duda.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Tiene toda la columna y la única



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acotación que aparece en el título es que no puede ir a los no convencionales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero es una asignación de qué?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- De extracción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Extracción en qué horizontes?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- En toda la columna.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En todas la formaciones salvo no convencionales.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Salvo no convencionales. Es lo que expresa el Título de Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que a su vez es un CIEP.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- A su vez es una que cubre un CIEP, exacto. La siguiente por favor. Aquí entonces en este mapa lo que ustedes ven es una de las razones que ponemos a consideración que es que las actividades que se realizan con este recorte propuesto en este polígono ahora azul pues no afectan a los planes dado que los prospectos exploratorios que están considerados en el Plan de Exploración quedan todos fuera de ese polígono azul. Por lo tanto, solamente hay un prospecto que ni siquiera viene en el Plan de Exploración. Por lo tanto, no habría ningún impacto en ese recorte que se propone de la asignación exploratoria.

Entonces la contabilidad o ese balance de recursos prospectivos pues tampoco se ve afectado dado que los prospectos están fuera de esa área, ¿no? Y respecto del anexo 2, es decir el compromiso mínimo de trabajo que está en la asignación, pues tampoco se impactan en esas actividades



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dado que los seis pozos del escenario base y los dos del escenario incremental no están en el área como ya decíamos. Y en el Plan de Desarrollo digamos que existe en la asignación de Humapa pues no se impacta dado que se le está agregando algo más. Por lo tanto, tampoco habría un impacto. La siguiente por favor.

Entonces la opinión técnica tiene como resultado que consideramos técnicamente viable esta reducción superficial en cerca de 16% de la asignación exploratoria. Y la asignación resultante, es decir dado con esta compensación, tendríamos 787 km² de esta asignación exploratoria, se ve viable. No representa afectación en términos del área prospectiva y de los recursos asociados exploratorios. Y la modificación de la asignación de extracción entonces ya podría tener el derecho para ir a los recursos no convencionales para integrar toda la columna como lo refería el Comisionado Acosta al inicio. Y lo que sí es muy importante es que, en el supuesto de la aprobación de estas modificaciones, el operador – en este caso Petróleos Mexicanos – debería someter a aprobación de la Comisión un Plan de Exploración o de Evaluación para este nivel no convencional ya que actualmente no existe ningún plan asociado en esa área para la asignación Humapa.

Entonces con base en lo anterior, las modificaciones propuestas para las asignaciones Puchut y Humapa se advierten técnicamente viables, toda vez que las mismas no afectan las actividades aprobadas en los planes vigentes y además de que en términos de lo establecido tanto en la Ley de los Órganos Reguladores como en la Ley de Hidrocarburos, dichas modificaciones están orientadas hacia el desarrollo y el conocimiento del potencial petrolero y promueven el desarrollo de las actividades con esta conjunción de toda la columna en ambas asignaciones; por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la presente opinión técnica solicitada por la Secretaría de Energía para la modificación de las asignaciones de referencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, bueno, como lo decía en un principio, va en el mismo sentido de tratar de que las asignaciones y contratos tengan la columna completa. Pero me parece muy interesante el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dato que nos menciona la Comisionada Alma América Porres en el sentido de que está ahí administrado esta asignación a través de un CIEP. Yo creo que tenemos que hacer la acotación de que, si hay alguna modificación como se han venido haciendo algunas modificaciones de contratos de CIEP en Petróleos Mexicanos, obviamente no se podrá ampliar el CIEP en la columna que nosotros en este momento estamos autorizando para modificación de la asignación, porque en ese caso se trataría prácticamente de una nueva adjudicación de un espacio, por lo que esto debería ser sujeto a una licitación. Digo que esto es muy importante hacer la acotación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que el alcance del contrato se mantenga en los mismos términos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente. O sea, si quiere mantener el CIEP pues tendrá que ser a ese horizonte. Si se quiere llegar a un horizonte diferente, pues tendrá que ser objeto de una nueva licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estoy de acuerdo, sí, hace todo el sentido. Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo quisiera regresar un poco a mi duda y a lo mejor es comentario. O sea, el CIEP es un contrato para la extracción en una formación determinada. La asignación es de extracción y también es para una formación determinada. Efectivamente se dice que no se puede extraer de los no convencionales porque ahí están conviviendo la parte convencional y no convencional. Y sí está la posibilidad de que, o sea, como dice todas las asignaciones que si en caso de cuando se perfora, o sea, se está perforando un pozo de desarrollo pero a la formación ya conocida, hay algún manifiesto de hidrocarburos en la parte superior supongo porque no puede haber manifiesto más abajo porque no van a perforar más abajo porque sería con un Plan de Exploración, se tendría que avisar y proponer un plan, etc. ¿No? Pero eso de decir que es columna completa yo tengo mis dudas, o sea, no sé eso sí desde el inicio, ¿no? O sea, si una asignación es de extracción es para que extraigan sobre ya el yacimiento descubierto. Ahí yo lo dejo porque no tengo más elementos jurídicos.



En donde yo quisiera regresar es exactamente en donde la lámina que tenemos aquí en frente, en donde no sé si el análisis para llegar a esta conclusión sea muy importante el segundo punto. Pero el segundo punto para mi es incorrecto. Es incorrecto porque precisamente la gran diferencia que hay entre recursos, o sea el análisis que se hace para recursos convencionales y no convencionales, es de que en un play convencional no se calcula por medio de los prospectos el cálculo de recursos prospectivos, ¿no? Sino que el play es continuo aparentemente. Entonces por lo tanto lo que dice aquí es incorrecto totalmente, dice: "No representaría afectación alguna en términos del área prospectiva neta – dice – y del balance de recursos prospectivos con la que cuenta toda vez que la estimación preliminar de recursos prospectivos está asociada a prospectos exploratorios que se ubica fuera del traslape". Eso es incorrecto, o sea, porque finalmente el volumen que se tiene de recursos prospectivos en el área de Puchut es proporcional al área. O sea, no es por prospecto. Entonces si se le quita un área sí afecta el recurso prospectivo que se tiene en el área.

Y quiero decir que estamos en el área de Tampico Misantla que es el área que se prevé que tenga más contenido de hidrocarburos y de aceite. Entonces esa aseveración que hacemos ahí desde mi punto de vista es técnicamente incorrecta. Entonces si quitamos eso, yo estoy de acuerdo en la primera, por cierto. ¿No? O sea, dice, el plan no debe ser corregido dado que el plan que tenían en Puchut era perforar algunos pozos que quedaron finalmente fuera de esa área, ¿no? Y después no impactaría por lo tanto las actividades previstas en el Plan de Exploración. O sea, yo creo que eso es correcto. Pero el segundo creo que sí no lo deberíamos de poner porque no se calcula de la misma manera que los yacimientos convencionales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Si, lo que estamos viendo efectivamente. Sabemos que en esta área es de no convencionales, pues la hipótesis es que exactamente, el play es que hay continuidad. Lo quisimos dejar así o lo planteamos de esta forma solo asociado, quizá la redacción no nos ayudó efectivamente a que fuera asociado el recurso que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se tiene documentado en el plan por los prospectos. Pero efectivamente, si lo viéramos de manera areal debería haber una afectación. Si, totalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien que esto lo quitemos del reporte, ese punto dos? Bien Secretaria. ¿No? ¿Tomamos nota de eso? Doctor Néstor Martínez, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El Comisionado ponente tiene una.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, perdón, antes el Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, para referirme a lo que mencionó la doctora, en primer término estoy de acuerdo. No es necesario, ni siquiera no lo pide la normatividad pues que hagamos este balance, no tiene caso que lo mencionemos. Por lo que toca a la posibilidad de que siendo de extracción se le dé la columna completa, se ha discutido si eso implica dar realmente una nueva asignación en otras modificaciones que hemos hecho. Esto lo hemos discutido y el antecedente y el precedente también que hemos tomado para las decisiones de estas modificaciones es que hacer esto no implica pues una nueva asignación. Entonces por eso en esos términos se está presentando. Ya hemos pues tenido antecedentes y hemos hecho el precedente que este tipo de modificaciones no implica el que se considere que se trata de una nueva asignación y por lo tanto es procedente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi comentario es acerca del CIEP. Pues CIEP significa Contrato Integral de Exploración y Producción, entonces habría que ver cómo está. La parte legal yo no sé tampoco cómo sea y qué tanto el contrato le dé la posibilidad al contratista de Humapa hacer exploración. Pero bueno, totalmente de acuerdo que, si estamos agregando no convencionales, esto tendría que licitarse.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El otro punto es Puchut tiene la posibilidad de explorar convencionales y no convencionales. ¿Verdad? Y lo que estamos viendo ahí, le acaban de cambiar a la lámina, la lámina que estábamos viendo me parece que esos que están ahí no todos son no convencionales. Algunos son convencionales, ¿verdad? A ver.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Todo. La asignación de Puchut solamente está enfocada a no convencionales y así lo dice el Título de Asignación. Solamente se podrán hacer actividades, así dice. "Las actividades amparadas por esta asignación podrán realizarse exclusivamente en los plays de recursos no convencionales", así lo dice el Título de Asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces todos esos prospectos que están ahí que no se alcanzan a ver son no convencionales todos. ¿Pero por qué están considerando diferentes prospectos si se supone que hay toda una continuidad en la parte no convencional? ¿Cuál será?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Los llamados hotspots, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDONEZ.- Aja, exactamente. Por ahí va el asunto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero le ponen nombre diferente. Está bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Regreso al tema del CIEP que nos ha saltado. Miren, pudiera pensarse que podemos controlar el tema de que no se otorgue estos derechos a quien ostente actualmente el CIEP a través de una migración. ¿Sí? ¿Por qué? Porque tiene que pasar por la Comisión Nacional de Hidrocarburos por la aprobación. Sin embargo, conocemos ya de que están haciendo algunas modificaciones a CIEP de forma interna sin necesidad de que pase por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en razón de que lo están haciendo en el marco de convenios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificatorios de este tipo de contratos. Entonces me parece muy importante que en el dictamen digamos expresamente – ¿sí? – que cualquier modificación no podrá incluir este nuevo horizonte que le estamos dando a esta asignación en lo particular.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Este nuevo horizonte está dentro de las áreas asignadas a Pemex.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y Pemex lo puede, en su aprovechamiento puede contratar una empresa de servicios.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y ahí entonces cuál sería la restricción de que pudieran ellos pues traer una empresa de servicios que le ayude a perforar, a extraer?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Para esos efectos, no. Para efectos exclusivamente de contrato y servicios, no.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, Ok.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sería a efecto para la migración.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Para efectos de migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, claro, sí, sí, sí. Para efectos de migración sí, sí, ahí sí, sí. Ahí no podría migrar con un área que no tenía.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, totalmente claro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- No a través de un convenio modificatorio. Habría que analizarlo en lo particular, pero efectivamente lo que las disposiciones dicen es que para migrar debe de ser en los mismos términos, es decir, las mismas extensiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Si ampliaste el área, pues esos ya no son los mismos términos. Sí, sí, totalmente de acuerdo. Entonces hagamos esa precisión. ¿Les parece colegas? ¿Algún otro comentario?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Secretaria Ejecutiva.”

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

ACUERDO CNH.E.41.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis técnico presentado, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía sobre la modificación de las Asignaciones AE-0073-2M-Puchut-01 y A-0387-M-Humapa.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:17 horas del día 19 de julio de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



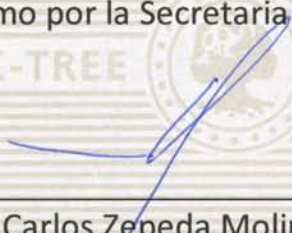
Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE




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.

OAK-TREE SAFETY



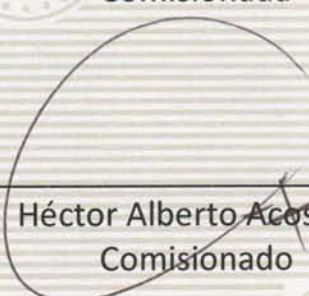
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



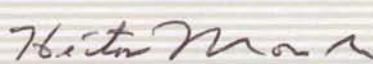
Alma América Porres Luna
Comisionada



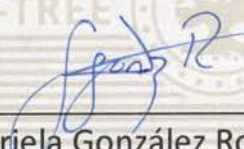
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

OAK-TREE SAFETY

K-TREE



SAFETY

OAK-TREE

