



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### TRIGÉSIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:07 horas del día 3 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, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández así como el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, con el objeto de celebrar la Trigésima Novena 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 Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0590/2018, de fecha 29 de junio 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.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que con fundamento en los artículos 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 49, segundo párrafo del Reglamento Interno de la CNH, propuso al licenciado Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, para que supla a la Secretaría Ejecutiva en su ausencia del 3 al 6 de julio y en consecuencia funga como Secretario en esta sesión.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## ACUERDO CNH.E.39.001/18

Con fundamento en los artículos 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 49 segundo párrafo del Reglamento interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a propuesta del Comisionado Presidente, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno supla a la Secretaria Ejecutiva en su ausencia del 3 al 6 de julio de 2018.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario designado para esta sesión, 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:

### 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-A15/2015.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



## 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-A15/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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.- Ingeniero Daniel Mena, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, Comisionada, buenos días. Me permito presentar la modificación del Plan de Evaluación del campo Mundo Nuevo. En la relatoría cronológica, en abril del 2017 se aprobó el Plan de Evaluación de esta área contractual. En marzo del 2018 solicitó el contratista la aprobación del periodo adicional, el cual se le aprobó en abril de este año y ese mismo día el contratista solicitó a esta Comisión la modificación del Plan de Evaluación. En mayo del presente, la Comisión solicita la prevención de información, misma que fue atendida el 28 de mayo.

Con respecto a las características generales, es el área contractual 15 Mundo Nuevo del Estado de Chiapas. Tiene una superficie de 27.7 km<sup>2</sup>. Es un Contrato de tipo de Licencia por 25 años que cuentan desde el 10 de mayo del 2016 con la operadora Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. La profundidad media de extracción es 3,170 metros verticales bajo mesa rotaria y la media para exploración es de 1,500 para el Mioceno y 2,800 Eoceno. Hago esta aclaración porque, como pueden ver en pantalla del





lado derecho, hay un Mundo Nuevo A y un Mundo Nuevo B. La primera básicamente es Mundo Nuevo A, es sin restricciones en la formación geológica y Mundo Nuevo B no se pueden hacer actividades en el Cretácico Superior, existe esta restricción de origen. Es un yacimiento de gas y condensados. El condensado es de 57 grados API. Tiene 13 pozos, pero actualmente solamente un productor y tres cerrados y nueve taponados. Actualmente el área contractual produce del orden de 215 – es el último reporte – barriles por día de condensados y 4.7 millones de pies cúbicos por día.

Como mencionaba, esta es una modificación. Reamente nace la solicitud es hacer un replanteamiento de las actividades que se tenían previstas, reprogramarlas en el tiempo. Sin embargo, leo los objetivos que estaban considerados y que prevalecen que es evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos conocidos como Cretácico Medio. Este es el que decía, les comentaba, en pantalla está – perdón – Cretácico Medio. La profundidad media es de 3,170 mediante la perforación de un pozo, adquisición y evaluación de información. Evaluar las formaciones de Mioceno y Oligoceno, que son las que están más someras 2,800 para el Oligoceno, 1,500 para el Mioceno, las cuales no fueron probadas en los pozos existentes dentro del área contractual, y recalcular las reservas del área.

Y  
Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo se tiene previsto un pozo con objetivo Cretácico Medio, 178 estudios de núcleos en tres formaciones, las tres que mencioné anteriormente; dos pruebas PVT; cinco análisis de agua de formación; la actualización de los modelos estáticos y dinámico, tres modelos para cada una de las formaciones y un dinámico; interpretación de sísmica 3D; y toda la modificación propuesta contempla una erogación de 7.31 millones de dólares. Ahorita veremos el comparativo de cuánto tenían aprobado anteriormente. Esta es la distribución de área: Mundo Nuevo A, Mundo Nuevo B. Esta es el pozo que está produciendo en punto amarillo. Esta era una localización que originalmente se tenía prevista. Por un proceso sucesorio que se tiene en superficie, ellos están proponiendo esta localización en punto verde que es al Cretácico Medio. Adelante por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Comparativo del Programa Mínimo de Trabajo. El original aprobado consideraba la perforación de un pozo, en la propuesta se mantiene. La reparación mayor, que en esta ocasión ya es sustituida por estudios de núcleos, 178. Las pruebas PVT se proponen dos en lugar de una original. El análisis de agua de formación se van a realizar la propuesta es cinco. De dos estudios estáticos se incluye uno más. El modelo dinámico se mantiene, así como la interpretación sísmica 3D de 5,750 unidades, actualmente la modificación propuesta considera 9,750. Como podrán ver, es importante el número de estudios de núcleos que se van a realizar, por lo tanto, incluimos una gráfica donde se muestra el total de núcleos de pared que se tomarían. En la localización-1 serían 40, considerando las formaciones Mioceno y Oligoceno. Es importante esta columna, el espesor bruto para Mioceno es estimado de más de 1,200 metros verticales y en Oligoceno es del orden de 693. Para la parte del Cretácico Medio, también se consideran 40 núcleos de pared y el espesor bruto para esa formación es de 300 metros verticales. Entonces el número de núcleos sería 80, el número de estudios 178.

Estuvimos haciendo un análisis, una revisión, y encontramos que los cuatro estudios que se recomiendan básicos para un núcleo consideran estas cuatro categorías. Los geológicos, que permiten la descripción petrográfica, contenido de arcilla, análisis de roca. Los petrofísicos y especiales que nos permiten determinar porosidad, permeabilidad, densidad, etc., densidades por ejemplo de grano. Incluyen para el caso específico de la propuesta de modificación incluso nueve pruebas destructivas. O sea, eso se utiliza precisamente para determinar en algunos casos esfuerzos de la roca y obviamente son destruidos. La otra categoría es ingeniería de yacimientos para el doble desplazamiento, se determina mojabilidad, permeabilidad. Y los geomecánicos, que igual van enfocados al esfuerzo de la roca y que permiten determinar velocidades de onda, pruebas triaxiales, etc. Entonces ese es el grupo digamos de análisis básicos que se deben de hacer sobre un núcleo. Por favor Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, si me permiten un poco hablar sobre este tema. El solicitar una modificación al Plan de Evaluación,





que aquí los obliga, ¿no? A poner las unidades equivalentes a un pozo. Y en sesiones anteriores hemos discutido por qué se toman tantos núcleos y qué le hacen a estos núcleos. Entonces al momento que me tocó esta ponencia y ver la misma situación que ya habíamos vivido en otros planes, decidimos con el equipo tener reuniones con tres diferentes compañías que se dedican a la toma de núcleos. Conocimos qué es lo que hacen, cómo toman estos núcleos, cómo opera este probador de núcleos de pared, cómo obtienen la muestra, cómo la guardan, cómo certifican que se le entregó esa muestra al operador, porque eso nos va a ayudar también cuando recibamos la muestra en nuestras litotecas.

Entonces si no se hacen todos esos documentos de manera que se toma la muestra y qué es lo que se le hace, se hacen los informes, etc., pues son elementos que si no nos lo dan no van a permitir que se acrediten estas unidades. Pero bueno, regresando un poco al tema si técnicamente es correcto tomar todas estas muestras de núcleos y hacer todos estos análisis que nos muestra aquí nuestro Titular, nosotros lo vimos y, con la tecnología que ya están utilizando para la interpretación, pueden llegar a hacer núcleos virtuales. Núcleos virtuales que lo que hacen es simular toda la formación junto con registros geofísicos especiales de imágenes la formación que pueden encontrar en este yacimiento. Obviamente todos tenemos el paradigma que es mejor un pozo petrolero, pero también se tienen estas herramientas que pueden ayudar a optimizar. Entonces nosotros vimos los análisis, dijimos está bien, se ve que técnicamente halan, análisis de los geocientíficos, de los petroleros, que pueden ayudar a interpretar esta información en laboratorios, etc., que pueden ayudar a la evaluación de esta área contractual que es el objetivo principal de este contrato.

Entonces obviamente quisiéramos tener un pozo porque al final pudiera dar producción. Pero en estos casos, bueno, se va a tomar este pozo a perforar, puede tener producción, pero se va a tomar mucha información en lugar de perforar otro pozo. Estamos en una etapa de evaluación. Yo creo que vale la pena que el operador con estas técnicas que nosotros ya revisamos con los especialistas que se dedican a hacer esto, creemos que sí puede dar muy buena información para actualizar sus modelos estáticos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y posteriormente los modelos dinámicos que le permitirán de manera un poco más científica qué es lo que van a hacer en su Plan de Desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias maestro Franco. Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Con respecto al comparativo de inversiones, que es la lámina siguiente, se puede ver el programa de inversiones original que eran del orden de 6,761,834 dólares. Y el programa de inversiones obviamente no han ejercido el recurso originalmente aprobado y este programa de inversiones considerando los análisis de núcleos que ya se comentaron llega a un total de 7,319,988.43 dólares distribuidos pues como se puede observar principalmente en la perforación del pozo.

Este es el cronograma de las actividades. La perforación del pozo obviamente pues cuando se hace esta propuesta es desde el punto en el que ingresa la solicitud entonces estamos ahorita aquí. En julio están haciendo algunos preparativos sobre la pera, etc., los accesos, pero se prevé la perforación del pozo en noviembre de este año. Los análisis de núcleos se tomarían finalizando igualmente el año, las pruebas de PVT y los análisis de agua de formación. Los modelos estáticos ya fueron iniciados, este tenemos información que desde marzo. El modelo dinámico se prevé en septiembre y la interpretación sísmica igualmente ya inició en enero del presente año.

El perfil de producción. Mencionaba que el área está produciendo del orden de los 215-200, que fue el último valor reportado y el incremento que se ve en enero es por la perforación del pozo localización-1. Entonces se espera que pueda alcanzar del orden de los 1,200 barriles por día al inicio del 2019. Y con respecto al gas está produciendo del orden... La que sigue por favor, gracias. Está produciendo del orden de los 4.7 millones de pies cúbicos e igualmente la perforación del pozo Mundo Nuevo localización-1 se verá reflejado en enero del 2019 y llegaremos a valores un poquito arriba de los 8 millones de pies cúbicos por día.

Para cumplir el alcance mínimo de las actividades de evaluación, pues se revisa que cumpla con las actividades, incluyendo la perforación, prueba y evaluación; que presente la ubicación del pozo a evaluar; que presente los





programas preliminares de perforación; el detalle de los costos de las actividades a realizar; la propuesta de duración del periodo adicional en este caso de evaluación; y el programa de ejecución de las actividades. Todos ellos fueron presentados.

Las actividades físicas dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y son congruentes. Repito, es una modificación que ya había sido revisada con anterioridad. Los modelos estáticos y dinámicos serán actualizados como ya vimos, de hecho, ya fueron iniciados. Y la intención de la toma de información con los núcleos, como mencionaba el Comisionado ponente, es tener información suficiente para la presentación eventual de su Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual. Por lo anterior, consideramos viable la modificación del Plan de Evaluación y quedo atento para cualquier duda o aclaración. Por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias ingeniero Mena. Doctora Comisionada Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quisiera, ¿cuántos PVT van a tomar?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, aunque dice uno, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, estaba aprobado uno.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Se van a dos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Se van a dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y en qué formaciones van a...?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Cretácico y Terciario, uno Cretácico y un Terciario.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, aunque hay dos formaciones en la parte superior, ¿no? Oligoceno y Mioceno, ¿no? O sea, bueno, mi pregunta más que una adivinanza es tratar de... Se supone que esas dos formaciones no han sido productoras. Por lo tanto, en caso de que fuera, se comprobara que tienen hidrocarburos, tendrían que dar una notificación de descubrimiento e irse por el camino de evaluar esos dos horizontes que se tienen en la parte superior porque entiendo que no habían sido probadas en los otros pozos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto, si no han sido probadas en apego al contrato a la cláusula 5.6, tendrían que hacer la notificación y proceder a lo conducente en esta evaluación o la exploración de estos horizontes que no han sido reportados históricamente con producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Entonces yo creo que sí hay que comentar de que en caso de que sean productores tendrían que notificar la parte de esos dos horizontes como un descubrimiento y seguir el proceso que se marca dentro de la Comisión, ¿no?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Como un recordatorio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Como un recordatorio, porque no está pues, o sea, y lo que dicen es que pasa a desarrollo. Y mi punto y yo quisiera un poquito diferir. O sea, yo creo que sí es importante tomar núcleos. Yo creo que sí es importante, pero no representa un nuevo pozo, ¿no? O sea, definitivamente el pozo es un punto dentro de una superficie y lo que se va a tener aquí con sus 178 estudios de núcleos - ¿de cuántos pozos? - de 80 muestras que van a tomar ahí de tapón son puntos a nivel vertical, ¿no? Entonces, pero a nivel horizontal pues sigue teniendo la incertidumbre que en realidad se bajaría en el caso que se perforara un pozo a 800 metros, a lo que fuera, y ya se tendría una calibración de mejor manera. Yo entiendo que ya hay pozos, entonces quizá por eso fue la decisión de mejor muestrear el pozo a nivel de núcleos. Pero sí, la idea de que un muestreo de núcleos en un pozo representa las mismas condiciones que otro pozo, o sea, depende de cómo lo queramos ver. A nivel vertical efectivamente, a nivel horizontal pues definitivamente no. ¿No? O sea, yo creo que sí es importante la perforación de pozos porque es la única





manera, de manera directa, encontrar las características de las formaciones que se van atravesando.

Entonces en este caso lo que yo entiendo es de que ya tienen un objetivo que ya ha sido probado y ya ha sido explotado que es Cretácico Medio y ahorita se van a ir a otras dos formaciones que apenas sería como su prueba exploratoria voy a ponerlo así para poder detectar en el caso que exista hidrocarburo tratar de pues incorporar esas dos formaciones, dos nuevos yacimientos que estarían probando. ¿No? Entonces eso sí se tendría que dejar de manera explícita dentro de la resolución si no está, no sé.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No sé si quiera comentar algo nada más en respuesta a esto y voy con el Comisionado Franco en seguida. Director General.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correcto Comisionado. Si el Comisionado ponente estuviera de acuerdo, pudiéramos hacer la adecuación respecto de recordar la cláusula 5.6 del propio contrato, que si derivado de las actividades de extracción encontraran un descubrimiento podríamos...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, es que esto no es de extracción. O sea, aquí ya tienen objetivos exploratorios. O sea, dentro de este plan, dentro de esta perforación tienen objetivos exploratorios bien definidos. No es derivado de pozos de extracción.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. La cláusula 5.6 que decía nuestro director Julio evoca a eso que comenta la doctora. Si descubren tienen que decirnos y entonces acepto el trámite. Se puede poner, digo, yo no tengo problema de que se agregue, sin embargo, ya está en el contrato. ¿No? Es reiterarles nada más que en caso de descubrimiento pues se tienen que apegar a lo del contrato de avisarnos, eso no le veo inconveniente de que lo agreguemos en nuestra resolución, no pasa nada.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Con relación a la parte de los núcleos, efectivamente, es mejor tener pozos en diferentes posiciones a nada más tener de zona vertical. Pero afortunadamente en este campo ya se tiene más información de más pozos que ayuda a simplificar un poco la evaluación. Si ellos se van a un pozo, está a todo dar, se echarían unos cuantos meses. La verdad es que la toma de núcleos en una sola bajada que te dura 8 horas pueden tomar hasta 50 muestras de núcleo. Entonces el ahorro, la eficiencia que se tiene en el desempeño de este contrato, pues es muy buena. Y la información, pues al final el pozo pues sí va a dar una información también un poco más areal que se puede complementar un poco con los demás. O sea, nunca sobra la información.

¿Cuál es la mejor? Bueno, pues con la que el contratista y nosotros queramos asumir el riesgo. Más el contratista porque es un Contrato de Licencia y hemos siempre dicho que el Contrato de Licencia es más para el riesgo del operador. Pero efectivamente, es porque hay más pozos en esa zona que pueden ayudar complementando con esta información de núcleos a la evaluación del área contractual.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Creo que hay que hacer comentarios en relación a todo lo que fue la Ronda 1.3. Generalmente para todos hubo retrasos y por lo tanto tuvieron que pedir una modificación al Plan de Evaluación. El contrato dice que si eso es solicitado por el operador tienen la obligación de agregar 4,000 unidades de trabajo, que eso equivale a un pozo. Pero bueno, algunos de los operadores, y lo hacen basados en la ley y yo apoyo el plan que están comentando ahora, decidieron no perforar un pozo sino hacer otras actividades. Y nosotros tasamos las unidades de trabajo, hay una guía o hay un listado que me dice cuánto vale hacer cada actividad como unidades de trabajo. Entonces algunos de ellos, como es este caso y otros más, dijeron "Bueno, vamos a sacar núcleos, ¿no?" Y con los núcleos en este caso tienen 4,400 unidades de trabajo. O sea, eso es más de lo que está pidiendo el contrato.





PERO cuando vamos a la revisión de para qué van a ser utilizados esos núcleos, me parece que la frase que se acaba de comentar del Comisionado Franco que dice es que toda la información es útil, no hay información que sobre. Pero también por otro lado hay que ver cómo se hacen las inversiones para conseguir más información. Entonces me gustaría que regresáramos a la lámina antes del análisis económico en donde se plantea todos los análisis que se van a hacer a los núcleos. Y hay algunos que tienen que ver con las condiciones eléctricas, esa, esa. Por ejemplo, dice propiedades eléctricas de la roca, estoy leyendo en la segunda columna donde dice petrofísicos y especiales. Dice propiedades eléctricas de la roca F.F.I.R. a presión de sobrecarga. Entonces lo que van a hacer ahí es en laboratorio llevar el núcleo a una presión de sobrecarga que son grandes presiones para ver cuáles son las propiedades eléctricas. Pero nosotros cuando hacemos pozos tomamos un registro que se llama eléctrico y ese registro eléctrico me da directamente la información de las propiedades eléctricas y lo hace a la presión de sobrecarga porque está en el fondo.

Y Hay muchos cálculos por ejemplo porosidad y permeabilidad y lo que estamos tratando o lo que está tratando aquí ver el operador – digo estamos tratando porque somos parte del negocio, ¿no? Así lo planteo como CNH – es ver cómo es el perfil de la porosidad o de la permeabilidad a través de toda la toma de núcleos. Eso también lo podemos tener a partir de registros, de registros geofísicos. Tenemos el registro sónico para la permeabilidad. Tenemos un registro magnético nuclear que nos da la posibilidad de tenerlo y la densidad de la roca también la podemos medir con registros de tipo nucleares. Y también las saturaciones de fluidos las podemos observar a partir de los registros geofísicos, no tenemos mayor problema. Pero obvio que si lo hago desde el punto de vista físico al parecer tengo una mejor definición.

PERO toda esa información de los perfiles de permeabilidad, de porosidad, de mojabilidad, de todo lo que dice de densidad de grano, todos esos perfiles finalmente no es lo que utilizamos para hacer la simulación numérica de yacimientos. Porque estaba haciendo yo unos cálculos por aquí y si tuviéramos un yacimiento – que más o menos sería algo normal – que tuviera un pozo que tuviera un radio de drene de 500 metros, que tuviera 20 metros de altura, eso nos daría del orden de 15 millones de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

metros cúbicos de roca. Un núcleo representa como 0.0031 metros cúbicos. Si hacemos la relación el total del volumen de roca con el volumen del núcleo, es mucho muy pequeñito. Pero las formaciones no son homogéneas. Nosotros desde el punto de vista de la ingeniería y para la simulación a veces hacemos posiciones y decimos no son homogéneos, pero la verdad es que ni son homogéneos ni son isotrópicos. En otras palabras, la porosidad no es constante, la permeabilidad no es constante, la saturación no es constante y depende de las características de los fluidos, de la roca.

Entonces tenemos otras herramientas que nos permiten determinar permeabilidades promedio, por ejemplo, de las áreas de drenaje y ahí viene lo que nosotros los geocientíficos le llamamos la caracterización dinámica: el planteamiento del hacer uso de las presiones y de las producciones de los pozos, esas variaciones, para poder estimarlos. Entonces bueno, finalmente eso se va a tener que llegar a hacer y toda esta información sí va a ser útil, pero siempre tenemos que poner en balance qué hacer y qué no hacer. Con todo esto no quiero decir que estoy en desacuerdo con lo que están haciendo, están haciéndolo en la forma como está el planteamiento legal y cumplen y no solamente cumplen con los 4,000, sino que lo cumplen de sobra. ¿No? Pero me parece ser que toda esta disertación, espero no haberlos aburrido, es para que todos los operadores busquen el maximizar el valor.

Este es un Contrato de Licencia y finalmente todos esos Contratos de Licencia se han visto atrasados por cuestiones que – como dije al principio – no tienen que ver con la operación en el campo, sino que tienen que ver con cuestiones que tienen que ver con permisos, que tienen que ver con propietarios como en el caso que nos acaban de comentar de que hay un juicio de sucesión que no ha permitido el poder realizar la operación, entonces están cambiando pozos. Tenemos que buscar en adelante, esto es ya pasado (Ronda 1.3), pero que más adelante todos los contratos nos permitan ser flexibles en el sentido de poder apoyar la operación en el campo y en algún momento que podamos ir en la agregación de valor, porque ellos también quieren agregar valor, ¿no? Y nosotros también. Entonces finalmente creo que mi conclusión es: Está bien, hagan todos los estudios. No tenemos, desde mi punto de vista Néstor Martínez no tiene





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ningún comentario en contra de esto, pero la verdad es que un pozo hubiera sido una mucho mejor situación para el desarrollo del área contractual. Pero no estoy en contra del planteamiento que se trae y yo voy a votar a favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor Comisionado. Comisionado abogado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, en otro tema Presidente mucho más sencillo creo. Hay algunas referencias en el dictamen a producción y ya lo decía el doctor Martínez, es un contrato que deriva de la tercera licitación de la Ronda 1 que versó sobre campos maduros que estaban ya en producción y entonces ahí hay una particularidad. Los contratistas tienen un Plan de Desarrollo para la Extracción porque estaban ya en producción esos campos, pero les permitimos en paralelo que ellos presentaran un Plan de Evaluación, justamente pues para evaluar/analizar el campo, ¿no?

Digamos, de manera muy estricta yo creo que cuando se habla de producción eso tendría que estar sustentado en el Plan de Desarrollo correspondiente y no en el Plan de Evaluación. De manera muy estricta y sin querer afectar por supuesto las actividades petroleras, solamente quisiera preguntarles pues por qué en este Plan de Evaluación estamos hablando de producción cuando entiendo que eso debería – insisto, en estricto sentido – estar en el Plan de Desarrollo correspondiente. Tampoco creo que afecte demasiado, creo que lo importante es que se lleven a cabo las actividades y luego ya internamente tener claro en qué etapa de la cadena de valor estamos en el proyecto en específico. ¿No? No sé si soy claro. Aquí a referencias puntuales a actividades de producción.

De hecho, el plan lo que dice es que tiene como objetivo, como alcance. Dice, déjenme les leo muy rápidamente, “desarrollar la producción y reserva de hidrocarburos de manera segura”. Pues eso creo que es un alcance más bien del Plan de Desarrollo. ¿No? Esa sería la pregunta porque estamos pareciera mezclando figuras de dos planes distintos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Primero, el Plan de Evaluación como tal tenía compaginado Planes de Desarrollo. Por ende, la producción que teníamos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

asociada a esos Planes de Evaluación estaban en el Plan de Desarrollo. Hay otros casos donde solamente teníamos puros Planes de Evaluación y que por contrato solo mandaba que teníamos producción asociada a pruebas de producción. Es un tema, este no es el caso, aquí tenemos un reflejo. Dos, aquí tenemos aprovechando la perforación de ese pozo y se ve reflejada en el de desarrollo, es lo que estaríamos esperando. Y ver si en alguno de los supuestos caería una modificación a este Plan de Desarrollo, que sería nada más al final del periodo de noviembre a diciembre y empieza la producción en enero. Ese es el tema como lo estamos viendo al día de hoy y porque estamos aprovechando esta producción que se acompaña con el desarrollo que ya tenemos en los campos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si, únicamente para complementar. Las actividades que están realizando al amparo del Plan de Evaluación son tendientes a la producción. Entonces lo que va a pasar es cuando realicen la actividad si es favorable lo cacha el Plan de Desarrollo. O sea, está especificado el Plan de Desarrollo para cachar esta producción dentro del propio Plan de Desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho, en este caso, que sí tiene un Plan de Evaluación aprobado, aunque sea de tres años o dos años, sí las actividades de evaluación pasan directo a desarrollo. En la sesión pasada habíamos aprobado en un Plan de Evaluación toda la infraestructura, la línea de descarga y todo para llevar un pozo hasta una batería. Y decíamos ahí, "bueno, y este en qué amparo está, cómo se va a quedar". Este caso sí está más protegido porque tiene un Plan de Desarrollo aprobado por nosotros. El otro es el que quedó en discusión de qué vamos a hacer si después de la prueba de alcance extendido que es parte de la evaluación si se queda produciendo como si tuviera un Plan de Desarrollo. Pero este sí está protegido.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Regresando un poco a los comentarios aquí del Comisionado Martínez, parece que cada vez que nos presentan este tipo de Programas de Evaluación en los que se incluyen más tomas de núcleo que equivalen al compromiso que se tiene que hacer de hacer el equivalente de las unidades de trabajo a un pozo pareciera como que no convence del todo al Órgano de Gobierno que se vaya, a que se incline más por la toma de núcleos que por la perforación de pozos. Y esto pues es una opinión que yo le dejo más bien a los especialistas en materia de exploración y en materia de extracción que a mí como abogado.

Lo único que me llama la atención nada más es que se tiene que analizar el tipo de contrato. Yo creo que es parte de lo que se tiene que analizar, el tipo de contrato frente al cual estamos. En este caso estamos en frente de un Contrato de Licencia, es decir, no hay recuperación de costos, por lo que yo veo difícil pues que un operador se incline por decidir tomar una decisión que implique pues no aprovechar o no eficientar correctamente sus inversiones. Entonces yo por eso daría pues mi voto de confianza porque al fin y al cabo la decisión está en manos de quien va a hacer una inversión que sin duda no va a buscar una inversión que no le genere posteriormente, no se le refleje en producción o en ingresos. Entonces aun con estas dudas que se plantean que me parecen muy válidas, pues creo que volvemos con esta discusión hasta dónde el Órgano de Gobierno se puede meter en la toma de decisiones que le corresponden al operador, no sin eso significa que no podamos expresar algunas dudas o cuestionamientos respecto de esas decisiones tomadas por el operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado abogado. Director General Julio Trejo y luego regreso con el Comisionado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, digo, nada más para complementar. Esta área ya tuvo 13 pozos que fueron en ese sentido en algún momento perforados, entonces ya se tiene una densidad pues digamos aceptable de pozos ya





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

existentes, lo cuales también si vemos son formaciones que están superiores a la que fue la productora, entonces atravesaron. También se hicieron correlaciones. Estas correlaciones se van a tomar como base para determinar dónde posiblemente podrían estar tomando estos núcleos de pared que van a estar calibrados también a tiempo real con los registros geofísicos y después darles representatividad pues con estos núcleos. Entonces ya tenemos información.

Ahora bien, el desarrollo va a versar en el futuro sobre el Cretácico, sobre el Cretácico donde ya tenemos producción podemos echar mano de eso pasa saber cuáles son los remanentes que tenemos por pozos, ver oportunidades de áreas que no han sido drenadas y asimismo con esta información nueva lo que va a hacer en la parte de Terciario determinar si hay potencial. Hicimos también a la tarea de buscar pues campos que están análogos y hay un ejemplo muy claro y es de carácter público: el campo Artesa. El campo Artesa reactivó su producción en el 2013 a partir del Terciario. Ellos hicieron un esquema totalmente diferente, tenían pozos ya también perforados, hicieron reparaciones mayores y se hicieron también reprocesamientos sísmicos y con eso hicieron un incremento de la producción y ahí revivieron el campo.

Entonces son esquemas diferentes pero que ya se tiene un sustento cuando menos que campos análogos han sido productores en Terciario. Entonces vemos buena expectativa y con esta información que podrían caracterizar de manera estática, después pasar una etapa de evaluación o de exploración y llevarlo al desarrollo, sin olvidar que este envase va a tener Cretácico como su primer objetivo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Un tema que yo creo que hay que tomar en cuenta. Se regresan unas láminas donde viene el mapa por favor, ahí. Durante la etapa de transición y arranque que inició el 10 de mayo del 2016 que tenían 90 días con una extensión de otros días más, ellos definen los pozos que son útiles para actividades petrolera con la información que tenían en el 2016. Qué va a pasar si ahora que perforen este pozo ven potencial en el Terciario, van avanzando, qué tal si esos pozos, aunque varios están taponados, pero seguramente hay que ver el estado mecánico de adonde están taponados. Pero supongamos que esos tres cerrados le pueden servir para explotar el Terciario. ¿Cómo vamos a





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hacer administrativamente ese movimiento para el tema de que se los vuelvas a otorgar o que los califiquen como útiles para actividades petrolera? Pero ese ya va a ser otro tema de administración de contratos.

O sea, yo lo que comento es que cada vez que estamos viendo un plan o estamos administrando un contrato nos estamos preparando para las cosas que vamos a ver venir como la vez pasada que hablábamos de este pozo en evaluación y que luego va a terminar produciendo. Entonces con las áreas de administración de contratos, extracción y la dirección de contratos, siempre estamos viendo las implicaciones de lo que vamos a tener que vivir y estamos preparando pues esos documentos, esos criterios, para posteriormente ponerlos a consideración del Órgano de Gobierno. Pero cada vez que vemos un plan, cada caso es diferente, nos sorprende, sobre todo en el tema de la supervisión y de la administración de los contratos. Y este va a ser un tema que pues seguramente después de evaluar con este pozo, acabar este periodo de evaluación de esta área, va a empezar a surgir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hace rato hablaba de flexibilidad y creo que vale la pena ser más claro en ese sentido. El contrato es claro, dice que, si alguien pide una ampliación, una modificación al Plan de Evaluación, tiene que sumarle 4,000 unidades de trabajo. Esto tiene una lógica. La lógica es de que los campos o las áreas contractuales siga habiendo inversión y tengamos la producción a la brevedad posible. Pero nunca pensamos, cuando estábamos en 10 de mayo del 2016, que ellos no iban a poder hacerlo. Ni ellos mismos tampoco lo pensaron, porque hubo situaciones exógenas que ocasionaron que hubiera retrasos. Algunas son de tipo de regulación, otras son de tipo legal, ¿no? Otras tienen que ver a veces con los propietarios, a veces con Petróleos Mexicanos que tenía de alguna forma arreglos con los propietarios de los terrenos y eso ha ido retrasando.

Nosotros no podemos evitar el obligar al operador, aunque no haya sido totalmente una responsabilidad de él, que tiene que sumarle 4,000 unidades de trabajo. Esa es una cuestión de transparencia, es una cuestión





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

legal. Pero la verdad es que no es un retraso totalmente atribuible a ellos. Estos hablando en general, no estoy hablando de Renaissance. Entonces esa postura que planteaba hace rato de flexibilidad deberíamos estarla pensando para nuevos contratos porque finalmente muchas de las cosas que se están planteando desde el punto de vista técnico son ligadas a la parte legal y la parte legal está mandando. Y hay algo que he repetido en muchas ocasiones es que el Plan de Evaluación es provisional vamos a decir, es el tiempo en el que el operador está tratando de visualizar cómo va a operar este campo. Los Planes de Extracción son los que nos van a dar la seguridad de cuánta reserva vamos a obtener, cuál van a ser los perfiles de producción y eso todavía no lo tenemos.

Y esto, el día de hoy vamos a avalar una extensión del Plan de Evaluación por un año más. A mí me gustaría, siempre lo he planteado, que pudiéramos hacerlo más rápido, que el operador... No podemos obligarlos, la ley les plantea un año más, pero que en menor tiempo ellos pudieran ya estar planteando un Plan de Extracción. Y eso se puede hacer porque esto es hasta un año y esa palabra "hasta" un año creo que se ha repetido en varias ocasiones aquí. Entonces el planteamiento es como tenemos que obligarlos, ellos plantean que sean unos núcleos.

Pero algo que también creo que también tiene que meterse en la discusión es que las unidades de trabajo no son efectivamente dinero, ¿no? Entonces no necesariamente los núcleos, la toma de núcleos, todos esos análisis, son comparables al dinero de perforación de un pozo porque aquí estamos hablando de unidades de trabajo. Entonces ahí puede haber una cierta diferencia. Pero estoy totalmente de acuerdo con el licenciado Acosta en el sentido de que pues tiene el voto de confianza que hagan todo ese trabajo, pero ojalá en la medida que vayan teniendo más información nos vengan con una sorpresa, ¿no? Porque además la perforación es hasta en noviembre. Que nos venga y nos diga, "estamos cambiando el Plan de Evaluación para hacer en septiembre la perforación del pozo y para diciembre tenemos otro pozo". Porque es creo que bien conveniente comentar que esto es un periodo de evaluación que puede cambiar y puede cambiar para mejor. Ojalá y lo pudieran desarrollar antes. Nadie los puede obligar ni estoy diciendo que cambien nada de lo que tienen, pero





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

si logran obtener éxito que ojalá lo tengan, pues esto podría ser muy útil para el Estado y para la empresa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Comisionado. No hay más comentarios. Licenciado Gobirish Mireles, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.39.001/18**

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-A15/2015.

### **ACUERDO CNH.E.39.002/18**

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, y 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A15/2015, 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.


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:53 horas del día 3 de julio de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Novena Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

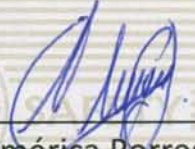


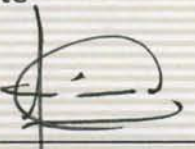


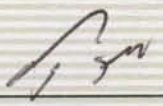
Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

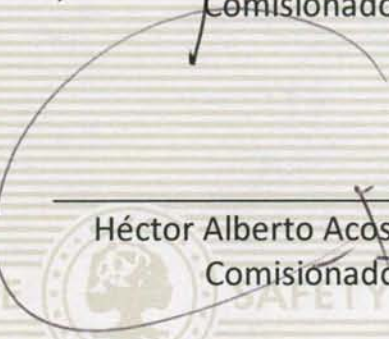
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.


  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

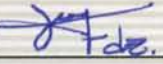
  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada

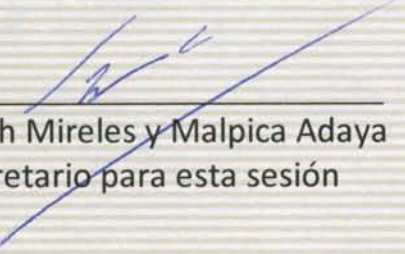
  
\_\_\_\_\_  
Néstor Martínez Romero  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Gobirish Mireles y Malpica Adaya  
Secretario para esta sesión