



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA PRIMERA SESIÓN ORDINARIA DE 2018

OAK-TREE



SAFETY ACTA

OAK-TREE

En la Ciudad de México, siendo las 12:47 horas del día 9 de agosto del año 2018, se reunieron en el auditorio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sito en la planta baja del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Néstor Martínez Romero, 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 Décima Primera Sesión Ordinaria 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 oficio número 220.0712/2018, de fecha 6 de agosto 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.

Debido a que en esa ocasión no estuvo presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó al Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, para que presidiera la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK TREE SAFETY

OAK TREE SAFETY

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas 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-A25/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A9/2015.

III. Asuntos Generales

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-A25/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Pimentel, 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 SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Adelante.

Órgano de Gobierno

Décima Primera Sesión Ordinaria

9 de agosto de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, buenas tardes. Me permito presentar la modificación del Plan de Evaluación del campo Topén. En la relación cronológica se puede ver que la aprobación del Plan de Evaluación fue en abril del 2017. La empresa Reinassance solicita en marzo la ampliación del periodo inicial de evaluación, la cual es otorgada en abril del 2018. Ese mismo mes presentó la solicitud de modificación del Plan de Evaluación y la solicitud de prevención de información fue solicitada por la Comisión en mayo del 2018, la cual fue atendida en el mes de junio, ingresándose dos alcances, uno en el mes de junio y otro en el mes de julio.

Las características generales del área contractual 25 Topén es que se encuentra en el Estado de Chiapas, Municipio Juárez y tiene una extensión de 25.3 km². Es un Contrato de Licencia con vigencia de 25 años. No tiene restricción en la profundidad media para la exploración y extracción. Es un yacimiento de aceite negro naturalmente fracturado con 29 grados API y tiene un pozo productor, dos cerrados y uno taponado. Actualmente la producción que tenemos es de 200 barriles por día. Es importante mencionar que este campo inició su producción en 1978.

Los objetivos del Plan de Evaluación consideran evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos conocidos como Cretácico Medio mediante la perforación del pozo Topén localización 1, la reparación mayor de dos pozos y una reparación menor. Lo anterior para incrementar la producción de hidrocarburos al orden de 1,251 barriles por día. Del lado derecho en la gráfica se puede mostrar que la formación Cretácico Medio tiene una profundidad a la cima de 3,461 metros verticales y que es la formación en la que se ha producido este campo. Pero asimismo dentro de los objetivos del plan están evaluar las formaciones Mioceno, Oligoceno y Eoceno, las cuales no fueron probadas en los pozos existentes del campo. Igualmente, en la tabla se puede ver que la intención es evaluar precisamente Mioceno, Filisola, Mioceno Encanto, Mioceno Depósito, la parte de Oligoceno que está del orden de los 2,474 metros y el Eoceno como se muestra en la tabla a 2,953 metros.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, se consideran las siguientes actividades. La perforación de un pozo que está marcado en



color verde dentro del esquema, el Topén localización 1, dos reparaciones mayores que serían los puntos en color rojo, una reparación menor que básicamente es una estimulación que se realizaría al mismo pozo Topén-3, 88 estudios de núcleos, un análisis PVT, un análisis de agua de formación, cuatro modelos estáticos que corresponden a las formaciones que antes mencionaba que es Cretácico Medio, Mioceno, Oligoceno y Eoceno, un modelo dinámico y la interpretación sísmica 3D.

La modificación propuesta contempla una erogación, una inversión de 8.7 millones de dólares. Con relación al comparativo del Programa Mínimo de Trabajo, se muestra en pantalla cómo se mantiene la perforación de un pozo, se incrementa a una reparación mayor, se incrementa a una reparación menor, se incluyen los estudios de núcleos, 88, para un total de 2,200 unidades de trabajo, se mantiene el análisis PVT del programa originalmente aprobado, el análisis de agua, los modelos estáticos incluyen las formaciones que mencioné anteriormente, el dinámico se mantiene, así como la interpretación sísmica. El contratista debe cumplir al menos 9,750 unidades y, como se podrá ver, el total de las unidades de trabajo en el Plan propuesto es de 9,750.

En el comparativo de inversiones, el programa original consideraba 6,926,354 y considerando las reparaciones mayores y menor, así como los estudios de núcleos, se hace una propuesta en el Programa de Inversiones que asciende a 8,697,939, que es más o menos un 25% adicional con respecto al plan original y donde la mayor parte de las inversiones se prevé pues obviamente para la perforación de pozos. Aquí es importante señalar – como lo hemos hecho en algunas otras ocasiones – que la profundidad del pozo previsto va más o menos a los 3,650 metros verticales y revisando el costo específico ese pozo está considerado en 3,800,000 dólares.

En el cronograma se muestra cómo se prevé realizar las actividades. Empezaría con la parte de las reparaciones mayores, hay dos. Son redisparos del Topén-21 y Topén-3. La reparación menor mencionaba que es una estimulación, están conociendo, están evaluando el área. Van a hacer el redisparo y luego la estimulación al pozo. La perforación que se tiene prevista en diciembre, posteriormente los núcleos de pared, el análisis PVT, el análisis de formación de agua. Podrán iniciar con la información que se tiene en noviembre el modelo estático y el dinámico



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

en marzo del 2019, así como la interpretación sísmica 3D al final del año. En este momento ya tienen los permisos para iniciar la reparación mayor, que sería la actividad prevista en este mes de agosto.

Con respecto a la producción de aceite, mencionaba que el campo produce del orden de los 200 barriles por día. Pueden ver en la gráfica cómo se muestra el incremento por las reparaciones mayores en primera instancia, la estimulación, la reparación menor, y finalmente la perforación de inicios del 2019. La producción está previsto que se envíe a la batería de separación Artesa, donde PEP recibiría tanto el aceite como el gas y obviamente ya se tiene el acuerdo con PEP para recibir la producción y se aprovecharía el 100% del gas y del aceite.

Con respecto al perfil de producción de gas, de igual manera se ve el beneficio de cada una de las intervenciones mayores, la estimulación y la perforación y se estima llegar a los 4.5 millones de pies cúbicos por día con un acumulado del orden de los 650 millones de pies cúbicos para este periodo de 12 meses.

El alcance mínimo de las actividades previstas contempla la evaluación, la perforación del pozo, los estudios, la ubicación del pozo a perforar, los programas preliminares de perforación, el estimado detallado de costos, la propuesta de duración del periodo adicional y la ejecución de las actividades durante este periodo de evaluación.

Las actividades dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, por lo que son congruentes con los objetivos. La perforación de los pozos, la reparación mayor, la toma de información permitirá la actualización de los modelos estáticos y dinámicos como está previsto en el cronograma. Es importante señalar que en caso de que las actividades a ejecutar en el Plan de Evaluación resultasen exitosas, el contratista deberá presentar la notificación de dicho descubrimiento a la Comisión y cumplir lo dispuesto en el anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos que Regulan la Presentación de Planes. Como resultado de las actividades indicadas, es posible tener elementos suficientes para la presentación de un Plan de Desarrollo acorde a las características de esta área ubicada en el Estado de Chiapas. Por mi parte sería la presentación de resumen y quedo atento a cualquier duda o aclaración Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias maestro Mena. Colegas, está a su consideración. ¿Comentarios? Si, doctor Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK TREE SAFETY

OAK

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. Es con relación al diagrama de Gantt. Si pudiéramos poner el diagrama de Gantt. Tengo duda en la parte de los núcleos si esos núcleos no van a ser utilizados para el modelo estático. Ustedes pueden ver ahí en el renglón 4 estudio de núcleos se piensa hacer entre febrero y marzo de 2019. Pero el modelo estático no va hasta el final. O sea, ¿qué pasa? ¿No todos son utilizados en el modelo estático?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Son cuatro modelos estáticos los que se van a tener, son tres para Terciario, son los que tendríamos. El grueso de los núcleos sería la fase final en el diagrama de Gantt. Y también la parte de Cretácico sería el pozo que ya tienen existente, los que ya tuvieron perforados y el que van a perforar. Entonces sí se van a tomar para contabilizar tanto para la caracterización del modelo estático en Cretácico y Terciario.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que el problema es que el modelo estático termina en febrero y los núcleos se terminan de tomar en marzo, de acuerdo con lo que está presentado ahí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, nada más para precisarlo, porque estos ya son los estudios como tal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces sí se van a considerar. ¿Y entonces lo que hay que modificar es el Gantt, el diagrama?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, sería el ajuste.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien. ¿Alguien más colegas? Comisionado doctor, sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo dos preguntas. La primera es si nosotros vemos el cronograma que presentaste, la aprobación del Plan de Evaluación fue de abril del 2017 y luego la solicitud de ampliación del periodo inicial de evaluación fue de marzo del 2018. O sea, transcurrió casi un año ahí. ¿Qué pasó en este año? ¿Por qué no hubo actividad digamos – ¿cómo llamarle? – de acuerdo a lo programado?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es un tema de permisos, pero me gustaría que abundaran sobre las fechas más específicas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, sobre todo no tenían lo que es el SASISOPA, que es el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente. Para hacer el conteo por qué no pudieron hacer alguna actividad, el ingreso se tuvo el 13 de marzo del 2017 y de ahí solamente se hizo la conformación de la constancia de registro y de la CURR. Posteriormente se ingresó el 7 de septiembre de 2017 la solicitud de autorización para el programa de implementación y se vino a autorizar hasta el 28 de febrero del 2018. Entonces ahí pues concluyó o se consumió el tiempo que tenían del primer año en toda la tramitología que estaban aquí en los permisos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero otra vez, es un año – ¿cómo llamarlo? – no bien utilizado. ¿Pero es un problema de que ellos no entregaron la documentación, realizaron, realizaron los procesos, etc.?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto. Si, de hecho, ellos tienen dos ingresos para la solicitud de registro de la conformación, de la constancia del registro y el CURR. Entonces hubieron dos intentos. Posteriormente tuvieron que presentar la solicitud de autorización y la implementación y eso vino a ser hasta en septiembre. Y de septiembre ahí en el vaivén que tienen de la información se aprobó hasta el 28 de febrero del 2018. Entonces ahí se consumió el tiempo que estábamos en el primer periodo de evaluación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya la siguiente pregunta si me permiten.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por favor, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es ellos están haciendo al mismo tiempo una evaluación y una exploración. O sea, la evaluación en el Terciario y la exploración hacia arriba. Ok, entonces en áreas que ya se habían perforado que no se habían explorado. Entonces digo, está perfecto, no tengo ninguna objeción a eso. Pero yo me pregunto, ¿qué pasa si tienen ellos descubrimiento? ¿Nos vamos a enfrentar a un Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

Extracción en el Terciario y un Plan de Evaluación hacia arriba? O sea, ¿digamos en este caso el Mioceno, Oligoceno vas a tener un Plan de Evaluación nuevo? O sea, ¿se pueden presentar dos planes simultáneos o los juntas en un solo plan?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, efectivamente sí. La respuesta es sí. En la parte verde se muestra donde ha estado en producción el campo, que es la parte del Cretácico Medio y ellos van a evaluar desde Eoceno, Oligoceno y Mioceno. Al final en los comentarios por qué esta situación la hemos previsto y precisamente dice que en caso de que resulte exitoso la revisión o los estratos distintos al horizonte de extracción, deberá presentar la modificación de dicho descubrimiento a la Comisión y cumplir con lo que está previsto en Lineamientos que Regulan la Presentación de Planes.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En efecto puede haber dentro de un área contractual una zona de dicha área que esté bajo el amparo de un Plan de Exploración y en su caso podría haber una zona distinta que estuviera al amparo de un Plan de Desarrollo para la Extracción. Recordemos que los contratos son de exploración y de extracción, de manera que mi entendimiento es que sí puede, podrían pues y pueden perfectamente convivir ambas actividades. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Nada más para coadyuvar, perdón. Recordemos que hay un campo aledaño que es Artesa. Artesa 2011-2012 tuvo la caracterización en la parte de Terciario. Actualmente tuvo un pico de producción de cerca de los 11,000 barriles en Terciario. Se esperaría que tuvieran algún descubrimiento semejante siguiendo esa analogía en esta área contractual en Terciario.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Esta es una situación que se nos está presentando ya en la práctica y que en los contratos no se previó de forma tan clara porque parecía que estábamos dando, adjudicando áreas en las cuales o se realizaba exploración o se realizaba extracción. Pero nos estamos dando cuenta que por la extensión y por las características de cada área pues pueden convivir estas dos. Entonces yo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

creo que la solución, aparte de criterios que pueda expedir el Órgano de Gobierno, sin duda lo será la modificación de la normatividad relativa a planes para efecto de que esto quede claramente especificado porque es producto de la obiedad. Es decir, pues es obvio que puede haber ambas actividades realizándose al mismo tiempo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Si, Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Comisionado Pimentel. A ver, aquí el plan que nos están presentando era un Programa de Evaluación de un año donde en todo ese plan se pensaba hacer un pozo, una reparación, la tabla que nos mostraban hace rato. Y obviamente al hacer la modificación y extender este periodo pues tienen que poner más unidades de trabajo como lo marca el contrato y se ponen un reto de más actividades, ¿no? Otras reparaciones, otro pozo, etc. Y decíamos, bueno, en el primer año que era para evaluar pareciera que no se hizo ninguna actividad de evaluación porque también hay en paralelo un programa de desarrollo, un Plan de Desarrollo en donde, bueno, aforan y dan mantenimiento, etc. Pero pareciera que de evaluación no se hizo nada en ese programa; pareciera, insisto.

Si no se hizo nada en ese programa de evaluación durante un año y ya ahorita un año y cuatro meses, el hacer más actividades en menos de un año, ¿cómo estamos pues no seguros, sino cómo tratamos de garantizar de que sí se va a lograr eso? Porque viene un poquito el comentario que hice en otra sesión donde hay que darle mucho seguimiento a estos planes, hacer la supervisión o el seguimiento, como le queramos llamar, pero que estemos viendo qué está pasando en estos programas o planes con la finalidad de emitir las acciones que pudieran ayudar a enderezar o a mejorar este tipo de actividades petroleras. Entonces aquí mi pues no preocupación, mi pregunta es ¿cómo vamos a garantizar que sí ahora el operador va a poder hacer estas actividades que eran mucho menos que las que tenía en su plan original en un periodo más o menos similar?.

O sea, a mí me encanta ver que traen actividades, se ve que va a subir la producción cinco veces como lo vimos en Duna en la sesión pasada, que esa área contractual de Duna se hizo actividades de evaluación y ya te está proponiendo más actividades para incrementar la producción. Aquí también lo está haciendo, pero nada más mi cuestión es cómo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE

garantizamos o cómo nos aseguramos un poco de que sí va a hacer mucha más actividad que no pudo hacer el año pasado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Vinculando la pregunta que hizo el Comisionado Moreira, pues obviamente nosotros cuando hacemos la revisión – y no es este el único caso – vemos que hay un común denominador en cuanto a permisos, en cuanto a una falta de previsión de los tiempos o a lo mejor la experiencia para la documentación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿De parte de, la experiencia?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De parte de los operadores que están, que necesitan tener toda la documentación en orden para iniciar. Y antes de presentar las últimas modificaciones a planes, lo que hemos hecho es hablar con ellos, preguntarles en qué etapa están, si ya solventaron, si ya tienen listas las macroperas, si pudieron avanzar en algún otro tipo de análisis, alguna reinterpretación. Digo, no garantiza que realmente vayan a cumplir ahora sí, pero al menos están listos. ¿Y qué trato de hacer mención? Por ejemplo, en los cronogramas. Si te vas una más adelante, ahí, que dice, bueno, en agosto están listos para iniciar la reparación mayor, ya es algo más certero.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, digo, ahí por ejemplo aprovechando este cronograma. ¿Las reparaciones mayores van a ser con equipo? ¿No? ¿No son con equipo o no sabemos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, no es con equipo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No es con equipo. Ok, sería ya el equipo hasta tenerlo en diciembre, ¿no? Porque si no, ahí habría dos meses si fuera con equipo dos meses que no se estaría usando un equipo. ¿No? Entonces como buscar la optimización. A eso me refiero cuando decimos vamos a darle seguimiento, qué te falta, qué estas contratando y empezar a ver sus cronogramas, actividades petroleras y con otra visión como regulador tratar de apoyar en que estas asignaciones y contratos petroleros pues sean mejores. Tengo otras dos preguntas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por favor Comisionado, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Hace rato comentaban que ya tenían permisos para las reparaciones mayores. ¿Qué permisos son esos? ¿El SASISOPA nada más o hay algún otro permiso que requieran para reparaciones mayores? Hace un momento comentaron eso que ya tenían los permisos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En cuestión de actividades, el SASISOPA. En tema de perforación tendría que ser la MIA.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero en tema de reparaciones no.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Y también comentaron que para el manejo de producción ya se tenían los acuerdos con Pemex para ello. ¿Cuánto duran esos acuerdos? ¿La vigencia de esos acuerdos cuánto es? ¿Es anual, se renueva o es eterno, cómo es?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si me permiten Comisionados. Los acuerdos de medición se tienen al amparo...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-¿Tienes micrófono?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Sí, sí tengo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, perdóname. De acuerdo, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Los acuerdos de medición son al amparo del Plan de Desarrollo que están fungiendo a la par del Plan de Evaluación y lo que manifiesta el contratista es que la medición se va a llevar a cabo conforme el Plan de Desarrollo aprobado. ¿Cuál es la vigencia? Es un acuerdo de medición que nosotros subimos a Órgano de Gobierno ya hace tiempo, se aprobó y es hasta en tanto se implementen los mecanismos de medición que el



contratista presente a la Comisión en su momento ya como un Plan de Desarrollo definitivo, que esto es una vez que se termine el Plan de Evaluación que estamos ahorita en su caso aprobando. Lo presentarán, en su caso la Comisión lo aprobará y en tanto se implemente seguirá vigente ese acuerdo de medición.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cuando ya tengan su punto de medición los contratistas es cuando pueden suspender estos acuerdos de medición y manejo de producción con PEP.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correcto, punto de medición y todo el mecanismo de medición que engloba.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Colegas, ¿alguien más? Doctor Martínez, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado. Hemos hecho los comentarios en varias ocasiones porque todo, la gran mayoría de los contratos que se firmaron en la Ronda 1.3 han tenido problemática de retraso. En general técnicamente solamente existen dos planes: Planes de Exploración y Planes de Extracción o de Producción. Pero nosotros legalmente tenemos algo que le llamamos el Plan de Evaluación. Lo que hemos venido haciendo es modificar el Plan de Evaluación y entonces el contrato dice que si lo quieren ampliar tienen que poner unidades de trabajo adicionales equivalentes a la perforación de un pozo más. Entonces bueno, hemos visto aquí varios casos en donde para cumplir el Programa de Trabajo no necesariamente perforaron un pozo más, pero otros sí, sí lo hacen.

Cada empresa tiene su estrategia. Duna, que se comentaba hace rato por el Comisionado Gaspar Franco, propone perforar tres pozos más, igual que el caso que viene más adelante. Aquí lo que proponen y que hemos aceptado en otras ocasiones es que el Programa Mínimo de Trabajo se ve incrementado por reparaciones mayores o menores o estudios de núcleos. Ese es el antecedente. ¿Pero qué fue lo que falló? ¿Por qué no se pudo hacer el Plan de Evaluación en el año que habíamos considerado? Pues porque estamos en un proceso de aprendizaje y ni nosotros sabíamos que podrían darse situaciones no debidas al operador, sino a un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



tercero que no les iba a permitir hacer todas las actividades. Porque hace rato se preguntaban, y quién aprendió o quién no aprendió. La verdad es que nunca se conceptualizó el que iban a tardar tanto tiempo en conseguir los permisos.

Entonces bueno, ¿ahora qué es lo que tienen que hacer? Tienen que cumplir por el contrato el hacer todas las actividades que dejaron de hacer más las nuevas. Pero no es de que busquen por todos los medios que las cumplan, no es una cuestión de probabilidad que si las van a cumplir o no las van a cumplir, tienen que cumplirlas. Y bueno, todo eso se puede hacer sin ningún problema en el campo, todos los diagramas de Gantt que hemos visto se pueden cumplir y yo creo que hay una gran certidumbre de que sí puedan ser cumplidas porque los permisos ya están. ¿No? Pero lo que habría que tener es un seguimiento y verificar si realmente todo lo que ellos requieren lo tienen, porque ahorita estamos hablando de cuestiones que tienen que ver con ASEA. Pero yo no sé si ya están resueltos algunas situaciones que tengan que ver con otros temas, ¿no? Que no quiero ni mencionarlos para no meter ruido. Y para eso yo creo que hay que tener mucho contacto con esta empresa, con Renaissance, y así con todas. Entonces yo creo personalmente que sí van a cumplir, que lo van a cumplir y que finalmente es un aprendizaje de ambas partes. Gracias Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo, gracias. Ramón Massieu, Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos. Adelante Ramón.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Hola, buenas tardes. Simplemente dando un poco de seguimiento al comentario del Comisionado Martínez y un poco relacionado con lo que decía el Comisionado Franco. Sí, me parece muy importante que tengamos una supervisión y una forma de darle seguimiento a los permisos, pues a los planes y a todas las actividades que llevan a cabo nuestros contratistas y asignatarios. Simplemente en el tema de los permisos en particular, y hablando ya un tema muy jurídico de estos actos, bueno, la Comisión tiene la atribución a través del ejercicio de su autonomía técnica de emitir este tipo de actos sin perjuicio de las demás actividades o permisos o los demás actos con los que tenga que cumplir los contratistas.



Es decir, tienen ellos obligaciones y tienen que cumplir con un marco normativo aplicable sin duda, pero nosotros a través de nuestra autonomía técnica y de gestión podemos llevar a cabo este tipo de autorizaciones. En el tema de la ASEA, pues sí es cierto, tienen que cumplir con diversas cosas. Ya cumplieron con el tema del SASISOPA, de la MIA y de los seguros. El SASISOPA pues tendrá que ser actualizado con base en este plan y eso no lo pueden hacer hasta que en su caso lo aprobemos. Entonces simplemente distinguir que hay una pista por la cual tienen que llevarse a cabo las demás autorizaciones y permisos que tengan que obtener y nosotros estamos actuando en una vía perfectamente legal aprobando esta resolución en su caso.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo y así se dice en la resolución de manera expresa, ¿no? Que corre por cuerda separada la autorización que en su caso expida este Órgano de Gobierno frente a las demás autorizaciones y actos administrativos digamos que el contratista deba obtener de otras autoridades. Si, maestro Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y nada más para complementar. Los mecanismos se tienen previsto en esta Comisión. Estos operadores deben presentar reportes mensuales, trimestrales, anuales, precisamente para que tengamos nosotros vista de las actividades que se están haciendo y podamos cuestionarlo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Si, Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Aquí tenemos como que dos temas un poquito encontrados. Por un lado, tienen que cumplir con todos los requisitos que les exige la ley y por otro lado el no tener producción un año, estaba viendo las cantidades, pues son 1,000 barriles diarios. Entonces estamos hablando – ¿qué les parece? – 50 millones, no, 50,000 dólares diarios. Hagan la multiplicación, son casi 20 millones de dólares que se dejaron de percibir por el Estado Mexicano en términos de impuestos y derechos. Entonces por un lado tenemos que exigir que se cumplan todos los requisitos y por otro lado la pregunta es: ¿cómo podemos hacerlo más rápido? Tenemos que dar un curso de entrenamiento para todos los contratistas para decir haz esto y esto y esto otro y es obligatorio si yo te doy un contrato y lo mismo en el caso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los asignatarios. Porque si no, nos estamos tardando demasiado, estamos cumpliendo con la ley, con todos los requisitos, pero estamos yendo en contra de nuestros propios intereses de la nación.

Entonces yo sí creo que deberíamos de ver qué nos está pasando que se están tardando 9 meses en conseguir la aprobación en este caso de la ASEA. Entonces o ellos no entregaron los papeles o ellos no sabían, etc., lo cual lo tenemos nosotros que pensar. ¿Cómo vamos a remediar estos tiempos tan largos? O sea, no podemos tardarnos 6 meses, 9 meses y acá en este caso un año en hacer que empiece la producción y empiece la inversión. Entonces como que yo diría pues me estas señalando que hay algo aquí que tenemos que hacer.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. De hecho, eso es Comisionado Moreira lo que yo comentaba de la supervisión. Pero ahorita con lo que dice nuestro maestro Mena, dice pues sí nos llegan los informes cada semana o cada mes, cada trimestral. Pues entonces ahora ya estoy preocupado porque hay que utilizarlos. Pues si ya sabemos de hace tres meses, de hace seis meses que ya se está atrasando en algo y aunque sabemos que hay talleres que sí da la ASEA, talleres que da el Fondo Mexicano del Petróleo, hasta a veces el SAT se ha metido a dar algunos talleres para agilizar la documentación que los operadores tienen que dar y nuestras autoridades en las diferentes áreas de estos proyectos puedan apoyar para que esto sea más fácil y podamos aprovechar este beneficio de producción y regalías que se puede tener, bueno, pues hay que mejorar la supervisión. Porque si sí está llegando la información, bueno, pues tenemos que estarla utilizando, interpretando y empezando a hacer acciones para apoyar a estos planes.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Carla Gabriela González, Secretaria Ejecutiva, un comentario.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, muchas gracias. Pues en relación con lo que mencionan, asegurarles que se está dando el seguimiento continuo y que se ha trabajado la Comisión junto con la ASEA para ir avanzando y aprendiendo sobre los procesos y también con reuniones de trabajo continuas con los contratistas. Evidentemente ha costado tiempo, pero sí se está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

trabajando en eso. Tenemos los informes, pero no solamente los informes, sino que por las mismas instrucciones que hemos recibido del Órgano de Gobierno se ha trabajado en conjunto con las empresas y se han hecho talleres y reuniones conjuntas con ASEA y CNH.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo entendería que es una función toral de la UATAC, ¿no? De nuestra administración técnica de asignaciones y contratos pues darle seguimiento y supervisión a estas actividades petroleras, ¿no? De los contratos.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto, y esa Unidad convoca a las unidades responsables técnicas cuando es necesario.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Así es. Si, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Digo, pero en este sentido tenemos que asegurarnos que estamos yendo la dirección correcta a la velocidad correcta. Si tenemos nosotros ahorita 100 contratos, 107 contratos, habría que checar cuánto tiempo tardaron en iniciar operaciones mayores. No la parte de estudios, operaciones mayores. Desde que se aprobó el plan hasta que comenzó. Si ese número no está disminuyendo constantemente, algo estamos haciendo mal porque tenemos que asegurarnos que cada vez somos más eficientes y cada vez somos más rápidos sin obviamente descuidar todos los requisitos de seguridad y legales. Pero pues vamos a pedirle en este caso a la UATAC que nos diga contrato por contrato cuánto tardaron de la aprobación del plan a actividad mayor y vamos a ver si estamos aprendiendo suficientemente rápido.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Director General de Contratos Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionado. Únicamente quisiera traer a la memoria del Órgano de Gobierno cómo estaban funcionando los contratos desde la fecha efectiva, es decir, desde la fecha que se firmó. Desde el día 1 este contrato en particular tuvo un Programa Provisional en el cual se dieron continuidad a las actividades petroleras. Posteriormente hubo una presentación de Plan de Evaluación y un Plan de Desarrollo al mismo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



tiempo. Es decir, este campo al mismo tiempo está en un Plan de Desarrollo y lo que se está retrasando o postergando son las actividades de evaluación del campo. Entonces para tener como esa pues posible tranquilidad de que el campo está operando al amparo del Plan de Desarrollo y las actividades del Plan de Evaluación son aquellas que estamos ahorita en este momento en su caso aprobando para desarrollar en el contrato.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que ya se hizo énfasis suficiente ahorita en todas las intervenciones de que esto no es un problema aislado, es un problema genérico para toda la 1.3. Y me gustaría regresar un poco a discutir el tema de la pérdida financiera, el que los yacimientos no produzcan en los tiempos que teníamos especificados y hago un paréntesis aquí. En este momento para estas fechas ya deberíamos tener un Plan de Desarrollo, que no tenemos porque todavía seguimos en la evaluación. Entonces no tenemos una certidumbre de cuánto es lo que vamos a poder obtener específicamente de cada uno de ellos.

Cuando no sacamos los hidrocarburos, pues la pérdida no es el multiplicar el valor de los hidrocarburos por el tiempo, porque los hidrocarburos siguen ahí y se van a sacar más adelante, es una pérdida financiera. Esa pérdida financiera puede ser mucho, muy importante. Pero no solamente la del año que comentaba el doctor Moreira, sino todo lo que viene adelante, porque todavía no tenemos la certidumbre de qué es lo que va a suceder, porque ellos siguen analizando. Y cuando digo ellos, son los operadores. Ojalá, y es lo que siempre combino en este tipo de discusiones, es que no esperen hasta el último día, ¿no? Y que antes puedan traer ya un plan, un Plan de Desarrollo que podemos validar para que también ellos ya puedan de alguna forma vislumbrar cuánto va a ser la producción, cuáles van a ser los beneficios económicos para el Estado, para la propia empresa. Esa pérdida de tiempo ha sido debida a todo este aprendizaje y no es una cuestión de los operadores, es una cuestión también institucional. No es una cuestión de ASEA solamente, hay otros permisos que yo pensé que aquí nuestro abogado Ramón Massieu iba a comentar, pero bueno, no tiene caso comentarlos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

Pero creo que tenemos que tener a lo mejor no solamente talleres con los operadores, sino talleres entre nosotros, entre todas las instituciones que estamos involucrados para ver cómo podemos facilitarlo. Esto ya fue un aprendizaje, es algo que definitivamente ha sido aprovechado para otros procesos dentro de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, dentro de los contratos y seguimos en el camino de seguir aprendiendo y definitivamente disminuir los tiempos, ¿no? No quiero decir que no tengamos que ser súper estrictos. ASEA tiene que seguir siendo súper estricto en cuidar el medio ambiente, en cuidar la seguridad industrial, y nosotros también tenemos que ser súper estrictos en maximizar el valor. Pero lo podemos hacer más rápido y el planteamiento de la supervisión, el seguimiento de los contratos es súper importante y varias veces lo hemos comentado. Somos socios de los operadores, al final no somos externos que estamos solamente regulando. La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene esa doble función, de ser el regulador, pero también ser el que vaya revisando que se maximice valor y maximizar valor es en el mismo sentido de beneficio para el Estado y para el operador. Gracias Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Comisionado Gaspar Franco Hernández.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Por ejemplo, hace dos o tres sesiones que aprobamos el Plan de Desarrollo de Eni comentamos que era necesario de manera semestral al menos ver el avance de los contratos o de los planes y las asignaciones. Pero no sé cuándo va a ser el primero Secretaria Ejecutiva, habría que ver cuándo ya podemos empezar a ver porque pues ya hay muchos de la L3 que se pueden revisar. Y yo sé que este plan es digamos la mejor opción que nos presenta el operador y que nosotros decimos es factible hacerla.

Cuando ya estemos en la supervisión se puede empezar a hacer cuestionamientos. Oye, ¿por qué el modelo estático no lo inicias en septiembre, por qué te vas hasta noviembre? Si necesitas esta información pues la puedes ir metiendo en paralelo. El perforar el pozo en diciembre a lo mejor requiere de un poco ya de avance en el modelo estático. Si jalas el modelo estático, por qué no jalas un poco el pozo. Este pozo necesitas contratar el equipo y te tardas dos o tres meses, bueno, pues hay que verlo. O sea, son cosas que, digo, yo aquí sentado pues puedo estar preguntando. ¿No? Como socio. Pero somos otros ojos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde podemos cuestionar ya en la supervisión ¿Por qué no se adelantan este tipo de actividades? Y aquí puse unos ejemplos usando nada más el cronograma, pero ya dialogando con ellos en la supervisión, en sus informes, cómo va la contratación de sus equipos, cómo va el tema de ya empezar a reparar los pozos. Ya con esos datos más reales poder ayudar por lo menos a pensar si se puede adelantar un poco estas actividades, por lo tanto, las producciones, por lo tanto las regalías que se le dan al Estado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Colegas, ¿algún comentario más? Bueno, no habiendo comentarios. Secretaria, nos ayudas por favor con la propuesta de acuerdo para este primer punto de autorización."

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

RESOLUCIÓN CNH.11.001/18

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-A25/2015.

ACUERDO CNH.11.001/18

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-A25/2015, 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.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A9/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Pimentel, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, 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 NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, con su permiso Comisionado Pimentel. Este es un caso muy semejante el que acabamos de revisar. Corresponde también a una modificación del Plan de Evaluación del campo Fortuna Nacional. Este es un contrato que ganó la compañía Perseus Fortuna Nacional durante la Ronda 1 licitación 3. La contratista le solicita a la CNH un periodo adicional de evaluación para continuar con actividades por un año más a partir de la terminación del periodo de evaluación inicial.

Esta área se encuentra en Macuspana, Tabasco. Es un área que tiene del orden de 22 km² y que inició su producción en el año 1948. O sea, 10 años después de la expropiación, es bastante antigua la explotación y es productora de aceite y gas. Para revisar todos los detalles Comisionado Pimentel, me permitiría cederle el uso de la voz al maestro León Daniel Mena, jefe de la Unidad de Extracción, para que nos dé todos los detalles del caso.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por favor maestro, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Con la venia Comisionados. Efectivamente el campo Fortuna Nacional, adelante por favor, vámonos a las características nada más para complementar. Si, inició en 1948 y la última



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

producción reportada que tenemos es de agosto del 2013. En ese momento tenía una producción de aceite solo de 110 barriles por día. El Contrato es de Licencia, 25 años a partir de la fecha efectiva que fue en mayo del 2016. El tipo de hidrocarburo es aceite, gas y condensado y gas seco, entonces tiene una variación importante en cuanto a grados API que van desde los 25 a los 43. De los 28 pozos, 10 están cerrados y 18 taponados.

¿Cuáles son los objetivos del Plan de Evaluación? Determinar la continuidad de las arenas que fueron productoras en las formaciones Amate Superior e Inferior del Terciario. En color verde en el recuadro derecho se puede ver la parte del Neógeno, Plioceno y Mioceno a la que pertenecen estas formaciones Amate Superior e Inferior. Y evaluar las formaciones precisamente del Terciario que ya han producido anteriormente. Perforar tres pozos nuevos para recalcular las reservas de la formación del Terciario del área contractual. Adelante.

Y para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo se tiene previsto tres perforaciones con objetivo Terciario, dos reparaciones mayores que serían reentradas igualmente de objetivo Terciario, seis reparaciones menores, la actualización de su modelo estático, el reprocesamiento de datos sísmicos y la interpretación de la misma. Modificación propuesta contempla una erogación de 20.59 millones de dólares.

Aquí por ejemplo sí hay un pequeño ajuste en la estrategia. Se hicieron estudios de geología, geofísicos y se logró una mejor caracterización del yacimiento. Entonces es uno de los casos donde aprovecharon el tiempo, el año de evaluación que se tenía. La gráfica básicamente muestra dónde se encuentra la distribución de los pozos cerrados y taponados. En color amarillo – permítanme mostrarlo con el puntero – serían la perforación de estos pozos, los que están en color amarillo. Los rojos son las reparaciones mayores y los de color verde las menores.

Con respecto al comparativo del Programa Mínimo de Trabajo se puede observar claramente que la propuesta de modificación aquí sí incluyen dos pozos adicionales de uno que se tenía originalmente aprobado. Ajustan el número de reparaciones mayores de cinco a dos y mantienen las reparaciones menores, así como mantienen los 22 km² de reprocesamiento de datos sísmicos. Y el modelo estático actualizado precisamente lo que comentaba, que este ya fue acreditado, esta fue de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE

las cosas que sí pudieron adelantar y se prevé en la propuesta la interpretación de sísmica 3D. El total de unidades que debe de cumplir al menos es de 13,200 ya considerando la modificación, pero ellos están proponiendo con la actividad mostrada en la tabla 16,770 unidades. Adelante por favor.

Mantienen las inversiones. Como podrán ver, la distribución de actividades del programa original que era de 20,544,575 dólares ahora es de 20,587,657. La distribución de la mayor parte de las inversiones, que es el 79%, está en la parte de la actividad relacionada con pozos. En este caso la profundidad de los pozos será del orden de los 2,300-2,400 metros verticales y el costo que tenemos identificado es del orden de los 2.8 millones de dólares, lo cual es congruente incluso con el caso que acabamos de presentar anteriormente en términos de profundidad. El cronograma muestra cómo se van a ir desarrollando las actividades iniciando con la perforación del pozo Fortuna Nacional 19 pues ya en el próximo mes de septiembre y en color verde solamente mostramos esto que comentaba anteriormente, que les preguntamos si ya tienen los permisos, si ya tienen construida la macropera y los caminos de acceso. Entonces bueno, nos informa la empresa que está listo para iniciar con los trabajos de perforación. De manera secuencial están las reparaciones mayores y el total de las menores.

Con respecto al pronóstico de producción, y siendo que el gas es la mayor aportación esperada para el caso Fortuna, se muestra. Mencionaba que ahorita no tiene producción, entonces van a ir entrando la actividad, las perforaciones se muestran en pantalla, las reparaciones mayores y perforaciones, para alcanzar de acuerdo al pronóstico en febrero del 2019 del orden de los 19 millones de pies cúbicos por día para un acumulado de 3 millones de pies cúbicos. Y con respecto al aceite, de igual manera pues se ve reflejada la aportación de cada una de las actividades previstas, perforaciones y reparaciones mayores y en febrero del 2019 se espera alcanzar del orden de los 1,110 barriles por día y un acumulado del periodo de 180 miles de barriles. La producción aquí se va a manejar a la Batería de Shishito. Igual se va a aprovechar, se va a derivar tanto el aceite como el gas. Aquí lo que nos informa la empresa es que se tiene en proceso el acuerdo con PEP para el manejo de esta producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces el cumplimiento del Plan de Evaluación se verifica mediante la presentación de actividades de evaluación, incluyendo la perforación, pruebas y estudios que permitan al contratista evaluar el área contractual, la ubicación de los pozos, los programas preliminares de los pozos propuestos, el detallado de costos, la duración del periodo adicional y el programa de ejecución de las actividades. Todas ellas fueron verificadas por el equipo.

Las actividades físicas dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, por lo que son congruentes con objetivos y el alcance de la modificación al Plan de Evaluación. Aquí es importante igual destacar que la empresa contempla hacer actividades adicionales que no necesariamente las comprometió en el Programa Mínimo de Trabajo, pero se refiere a que tiene previsto realizar las pruebas de presión-producción de los pozos, toma de registros geofísicos, cortes de núcleos que le permitirán determinar, medir el potencial de los pozos y contribuir a la caracterización detallada del yacimiento y eventualmente la presentación de su Plan de Desarrollo acorde a las características del área contractual. Por mi parte pues es el resumen y quedo atento a cualquier pregunta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, muchas gracias maestro Mena. Comisionado doctor Martínez, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría que regresáramos a la tabla de la subactividad donde está el que teníamos antes, el plan aprobado donde viene el dinero. Porque quiero de alguna forma resaltar que de lo que habían planteado en un inicio en el presupuesto del plan aprobado, esa, esa es muy buena. Vemos que ahí al final se ve casi igual, ¿no? Ustedes pueden ver los 20,500,000 pesos, pero arriba podemos ver los grandes cambios. Dólares, perdón, dólares, dólares. Pero los grandes cambios fue, por ejemplo, en la sub-actividad general había 9,000,000 y ahora va a haber 1,696,000. ¿Qué significa? Que están optimizando. En geofísica 200,000 y 134,000. Entonces bueno, esto ya nos da una idea clara de que el operador está viendo cómo realiza las inversiones. Recordemos que es un Contrato Licencia y finalmente más o menos con el mismo presupuesto está perforando otros dos pozos adicionales.

¿Entonces esto por qué hay tanto cambio? Bueno, porque en la medida que van conociendo el área, van teniendo una mejor definición de cómo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK TREE SAFETY

OAK

hacer los gastos. Entonces el gasto tiene que ser eficiente. Y finalmente el comentario antes de dejarlo a discusión de los demás Comisionados es: es un yacimiento que viene desde el año 1948, es un yacimiento prolífico y mucha gente piensa que pues ya esta muy agotado. Pero hay algo en el área de ingeniería petrolera que le llamamos rejuvenecimiento de campos y finalmente este rejuvenecimiento lo vamos a ver en la medida que tengamos el Plan de Desarrollo en donde se involucren los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Ahorita lo que estamos teniendo es un incremento de producción que va a ir a 1,100 barriles, traían 110, lo van a multiplicar por 10. Pero cuando metan en el Plan de Desarrollo los sistemas de recuperación secundaria y mejorada, vamos a ver potenciado este yacimiento que alguien pudiera pensar que ya no tiene pues mucha rentabilidad. La tiene, porque todavía hay mucho aceite ahí *in situ*. Entonces ese era mi comentario final.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo, muchas gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, felicitar a la empresa que están haciendo estos cambios y también pues darle crédito al área interna aquí de la parte de extracción que están en contacto con ellos para ir entendiendo cuáles son las propuestas que nos van a hacer.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Comisionado Héctor Acosta, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Me llama precisamente la atención ese rubro, esa sub-actividad general que pasa de 9 millones a 1.6 millones de dólares. Prácticamente todo el recurso lo pasan a perforación de pozos que resulta interesante. Sin embargo, yo creo que queda la duda de qué fue lo que se deja de hacer en la sub-actividad general como para haberla previsto en 9 millones y ahora bajarla a 1.7 prácticamente. O sea, ¿qué es lo que se dejó de hacer ahí o en qué consiste la eficiencia aplicada que resulta pues el cambio pues drástico?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ELVIS FRAGOSO RIVERA.- Buenas tardes Comisionados. Se debe a la adquisición de tierras y a gastos administrativos. De hecho, son, voy a decir que los puntos que dan más peso, por eso llegan hasta 9 millones. Bueno, esos son los dos puntos, ahora ya los reduce.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Pero gastos administrativos? Porque entonces pareciera que el primer presupuesto pues no era del todo razonable, porque si yo puedo ahorrar el 80% casi de la partida solo de gastos administrativos pues pareciera que el primer presupuesto no tenía mucha razonabilidad.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ELVIS FRAGOSO RIVERA.- Bueno, en el concepto está, es – como decía – adquisición de tierras, que es el que tiene mayor costo, que prácticamente son 7 millones en esa parte y los demás, bueno, ya está variado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Adquisición de qué, perdón?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ELVIS FRAGOSO RIVERA.- De tierra.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que aquí traemos un problema de cómo estamos presentando la información. El programa de inversiones originales ahí está, 9 millones, etc., y suma 20 millones. En este periodo ya se gastaron dinero, ya se gastaron 7 millones en las tierras y ya se gastaron dinero en la parte de geología y resta gastarse otros 20 millones. Pero en realidad esta empresa ya se gastó más dinero del que aparece ahí, porque ya el dinero que ya se gastó no aparece en el presupuesto futuro.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entiendo que estaba, son 667,028 dólares, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces no lo han ejercido.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Lo que han ejercido, así es.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo creo que sí, bueno, lo que yo veo es que sí incluye ya, el nuevo presupuesto incluye lo ya ejercido.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que yo creo que debemos poner una regla, que cuando me pongas el presupuesto nuevo me incluyas todo lo que ya ejercieron, porque en realidad es lo que ya se gastó. Pero en otras ocasiones de repente aparece del lado izquierdo un número y del lado derecho 0000 y la respuesta que te da, “no, es que ya lo ejercieron, ya lo gastaron”. Pero en realidad desde el punto de vista de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la fase que estamos examinando en este momento, cuánto realmente se invirtió. Entonces cuando ya se ejerció, lo tradicionalmente que han puesto es solamente lo que falta. No están incluyendo lo que ya se gastó. Les puedo traer casos anteriores donde a veces aparece 000 y una estrellita diciendo ya ejercido. Pero en realidad ese dinero es parte del gasto, parte de la inversión.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Yo aquí entendería que los 667,028 dólares que ya han ejercido pues incluyen el programa de inversión, el nuevo programa de inversión. Pero bueno, de cualquier forma, sería marginal, no es tan importante. Nada más una duda. Cuando se refieren a adquisición de tierras, ¿a qué se refieren exactamente? O sea, ¿qué tipo de adquisición tiene que hacer un operador para efecto de llevar una compraventa de tierras? Porque, bueno, la tierra no la tienen que adquirir, tienen un derecho respecto de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo o no se si se haya expresado correctamente este término de adquisición de tierra.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Están verificando el tema. Entiendo que sí a lo mejor sobreestimaron, pero bueno, no me quisiera adelantar. Por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si me permiten Comisionados. Independientemente que busquemos el caso concreto de este contratista, en reuniones de trabajo con los contratistas nos han manifestado que, si bien ellos tienen el derecho de iniciar negociaciones con los tenedores de tierra y poder llegar a un acuerdo sobre la producción, igualmente algunos contratistas optan por adquirir la tierra directamente ya sea para actividades netamente petroleras dentro del área contractual.

Igualmente, a veces necesitan el tema de baterías y para el resguardo de instalaciones y van adquiriendo ciertas tierras en el área contractual para esos dos tipos de acciones. Entonces algunas veces optan por seguir todo el proceso que marca el artículo 101 de la Ley de Hidrocarburos e igualmente durante esas negociaciones o si es posible adquirir la tierra a veces los contratistas prefieren ser dueños de esas superficies para llevar a cabo sus actividades petroleras.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Un comentario sobre eso. Digo, creo que suena ya un poco más claro de qué se trata, sin embargo, me parece que por una buena práctica no deberían de presentarnos dentro su presupuesto la adquisición de tierra, porque esto nos puede llegar a hacer poco comparables un proyecto con otro. ¿Sí? Aquí afortunadamente, bueno, se trata de un Contrato Licencia, sin embargo, creo que puede distorsionar la comparación de un proyecto y otro en razón de que uno se refiere exclusivamente a lo que es la inversión productiva y otro ya es que es algo optativo que es la adquisición de tierras que sí tienen el derecho de hacerlo, pero que puede distorsionar las cifras para ser comparable un proyecto con otro.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Totalmente de acuerdo, pero también hay que considerar que los diferentes Planes de Evaluación a veces tienen cosas diferentes. Algunos por ejemplo dicen "tomo sísmica" y otros dicen "no tomo sísmica". Entonces bueno, finalmente lo que ellos pueden poner aquí en todas estas sub-actividades es lo que la ley les permite, ¿no? Está bien, a lo mejor lo de tierra sí queda muy fuera, pero si alguien dice "yo quiero tomar sísmica" y otro dice "es que yo quiero tomar pruebas de producción", otro dice "yo quiero tomar núcleos", pues lo que tenemos que estar seguros nosotros es de que todas esas actividades vayan encaminadas a maximizar el valor. Yo no veo lo de la tierra, ¿no? ¿Cómo puede maximizar?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero para poder comparar uno con otro pues la verdad es que es muy complicado. Ahorita en esta sesión de Órgano de Gobierno tenemos la comparación de dos planes, de dos extensiones de Planes de Evaluación, en donde en uno hay dos pozos adicionales, en otro hay estudio de núcleos, pero son válidos y los hemos votado en el mismo sentido y como que no hay forma de hacer esa comparación uno a uno porque cada campo es diferente, cada situación de contrato y de producción de hidrocarburos es diferente. Pero sí estoy de acuerdo con que deberíamos de normar un criterio para tener esa claridad de comparación, que finalmente no va a ser comparación porque no podemos decir que porque este hizo esto ahora este tiene que hacer esto también.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Comisionado. Si, yo creo que esa explicación abona y también para hacer precisamente la diferenciación. O sea, este presupuesto es para evaluar. La adquisición de tierras pues la verdad es que no abona a las actividades de evaluación, pues es una actividad accesoria. ¿Sí? Que trae como consecuencia una mejor disposición del lugar donde se van a realizar las actividades, pero realmente pues no está dentro de las actividades de evaluación. O sea, diríamos si se adquiere o no se adquiere, en qué beneficia a una mejor evaluación del área.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Comisionado Gaspar Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Qué bueno que la quitaron, ¿no? O sea, ya bajaron de 9 a 1, ya quitaron esa actividad de compra de tierras que no tiene nada que ver con la evaluación, según nos comenta el equipo técnico. Pero yo quiero irme un poquito al de pruebas de producción. Decía el maestro Mena que ahora van a hacer pruebas de producción en todos los pozos y ya son más pozos los que van a meter, pero ahí pues baja mucho la inversión en pruebas de producción si ya tengo más pozos que en teoría les voy a hacer prueba. No sé si encontraron ya cabinas más baratas, la prueba más barata, pero van a hacer más con menos, lo cual pues se agradece, que bueno que lo hagan así. Y además pues que cuando ya tengamos costos reales de esas pruebas de producción, pues ya empiezan a ser parte de nuestra base de datos de costos de actividades petroleras con las cuales ya vamos a poder comparar de cómo se hacen las cosas en México y no ahorita como lo estamos comparando con otros países.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Si, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Efectivamente cuando nos encontramos con estos comparativos entendemos que la empresa hace un estimado y se acotan al catálogo que tienen y hemos visto en este rubro de general que algunos meten permisos, rentas de edificios, salarios. Entonces sí hay una variación a veces de criterio. No quiero adelantarme, porque pues es una pregunta puntual, ahorita estamos revisándola, pero pues cuando lo revisamos en una primera instancia pues obviamente parece que sobrevaloraron, ¿no? Sobre todo, que están en montos en millones de dólares sobre el tema de la tierra que es el que tiene la mayor parte.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Otro comentario sobre el comparativo de inversiones es que nosotros de manera oficial a través de la UATAC verificamos cuánto es el monto erogado, el monto ejercido. Y se pone un comentario abajo porque cuando hacemos esta revisión con las empresas ellos a veces traen un dato mayor o mucho mayor, pero nosotros solamente podemos presentar lo que oficialmente tenemos registrado. En este caso yo mencionaba que el modelo estático había sido actualizado y ese incluso ya había sido acreditado y entonces pongo el rubro de lo que efectivamente ha sido ejercido que pues es marginal en este caso. Entonces trato de decir esto es lo que comprometieron en su programa de inversiones originales, esto es lo que oficialmente tenemos erogado sin meterme en más detalle de lo que oficialmente. Aquí sí queda claro que hubo una acreditación. Y luego ya pongo el programa de inversiones con un replanteamiento que pues obviamente se ve que no han ejercido sus 7 millones y a lo mejor ya no se requiere o fue sobreestimado esos 9 millones de dólares. Y sin embargo sí revisamos cuánto están considerado para la perforación de cada uno de los pozos y las reparaciones mayores. En el tema de las pruebas de producción por ahí traemos una lámina para específicamente ver el detalle. ¿Qué lámina es? Por favor Elvis.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Eso es lo que tendríamos inicial con las pruebas. Recordemos que aquí estamos en un Plan de Evaluación. Este Plan de Evaluación como tal la producción que se deriva solamente está asociada con las pruebas. El contratista trae un rango, tenía desde el P10 hasta el P90 en cuestiones de producción y lo que estamos viendo en pantalla son los gastos iniciales del P50 que estaríamos teniendo aquí para todo el tema de las pruebas de producción. Estaríamos en cinco pozos básicamente y eso es lo que estamos haciendo con el perfil de producción que ya teníamos.

Ahora bien, ¿por qué estaba bajando en cuestión de las pruebas? Porque también ahí hay rubros que se están modificando, que se están asociando o se están adecuando dentro del catálogo. Por ejemplo, el acondicionamiento de los pozos se está cargando al tema ya de la perforación, dentro de ahí. Y ya el acondicionamiento que antes estaba cargado a las pruebas de producción, ya no se tiene ahí, solamente se tiene ya la instrumentación para la ejecución de la prueba como tal. Por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

eso es también que se quita en ese rubro, pero está sumando en otros. Entonces va variando.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdonen la pregunta, es que no me queda claro en esa tabla. ¿Cuál es el pronóstico de producción del pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ese es el perfil de producción inicial por pozo. Es decir, que para el Fortuna 17 tendríamos una producción esperada del gasto inicial de 4.7 millones de pies cúbicos diarios. Eso es lo que teníamos como inicio y de ahí se va a ir declinando.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es el gasto inicial de gas, quizá el título es lo que no es tan claro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, es que ese es el punto con el que va a iniciar la producción la prueba. Después de ahí obviamente dada la condición del yacimiento se va a ir declinando. Entonces estamos tomando de inicio esa producción y esta en el P50 lo que nos mostró el operador. Con eso conformamos el perfil y se declinó.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿P50 qué significa?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- El percentil 50, digamos la mayor probabilidad que podríamos tener, porque se puede dividir entre el 10%, 50% o el 90%. El orden de repetición que podríamos tener para el gasto que se va a asociar a ese pozo. Es decir, que el más probable que podríamos tener es ese 4.7, el 3.1, el 4.7 para los demás.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Vale la pena hacer una exposición básica de la cuestión de los presupuestos. Eso que estamos viendo es un programa, es un presupuesto, es algo que cuando el operador llegó al campo pensó que debería de hacer, que él tenía que hacer. Entonces bueno, esto de las pruebas de alcance extendido lo que permiten es conocer el tamaño del yacimiento. Pero recuerden que es un yacimiento que empezó a producir al año 1948 que tiene un montón de pozos. Pero ellos cuando toman la posesión vamos a decir del área



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



contractual es cuando empiezan a analizar toda la información que se tiene. Hay mucha información de producción de todos esos pozos durante todos esos años que nos dan una visión o que pueden dar una visión de cómo seguir explotándolo.

Entonces cuando llegan y plantean en un inicio 4 millones de dólares para pruebas de producción, después sin dejar de hacer nada, porque de eso se trata, no pueden dejar de hacer nada de lo que ya tenían planeado. Me refiero al avance de la actividad, física, al avance del conocimiento del yacimiento. Entonces pueden bajar de 4 millones a 1,251,062 dólares, pero sin perder el potencial de lo que es la caracterización estática porque ya tienen más información. Ya tienen un año con todos esos datos que han podido visualizar y se puede ver por ejemplo en ingeniería de yacimientos que dijeron que iban a gastar 146 pero ya están gastando 287, casi de van al doble, ¿no? Por toda la información que han tenido. Bueno, yo estoy haciendo muchas suposiciones porque yo no he estado ahí, ¿no? En la operación de lo que ellos hacen.

Pero finalmente yo quería, ya que tengo el uso de la voz, comentar de que eso se ve mucho más eficiente, ¿no? Y si en un principio les habíamos validado 9 millones en la parte general, ahora ya traen 1,600,000. Y que si en un principio les habíamos validado el perforar un pozo, pues ahora ya traen tres pozos, ¿no? Y finalmente esa es la eficiencia a la cual yo felicitaba. Finalmente, sí quiero calificar cómo estuvo el presupuesto inicial, pues digo que el presupuesto no estuvo muy bueno. Pero también era en base al conocimiento que ellos tenían y en aquel momento pues así fue avalado por la CNH.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Colegas, ¿algún otro comentario? Si, abogado Ramón Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- ¿Qué tal? Bueno, yo tendría un comentario que digamos es aplicable a este proyecto y también al anterior y sobre todo para no desatender el comentario que me hizo el Comisionado Martínez sobre el tema de los permisos y perdón por volver un poco. Simplemente recalcar que en la Comisión tenemos una idea suficientemente precisa de toda la permisología que requiere un proyecto de estas características, ¿no? Que es una permisología muy amplia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

Se requieren permisos expedidos de todo tipo de autoridades, de todo tipo de Órganos de Gobierno, es decir, de los tres Órganos de Gobierno y que evidentemente varían por proyecto, ¿no? Pero en general pues se necesitan permisos muchas veces de la Comisión Reguladora de Energía, muchas veces de la CONAGUA, de la SEMARNAT. A nivel municipal y estatal pues es donde se vuelve más amplio todavía, ¿no? Licencias de uso de suelo, del INAH (Instituto Nacional de Arqueología e Historia), derechos de vía, una amplísima gama de permisos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El acuerdo con los propietarios.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- El acuerdo con los propietarios, que es un proceso en sí mismo pues muy importante que está reglamentado en la misma Ley de Hidrocarburos. Todos estos permisos por ser expedidos por otras autoridades digamos no están dentro de nuestro ámbito de supervisión. Una autoridad puede únicamente supervisar las actividades que tiene en su objeto legal.

Dicho lo anterior, eso no nos impide de tener una supervisión al menos indirecta de estos permisos. ¿Por qué? Porque muchos de esos permisos son necesarios para que los contratistas o asignatarios puedan llevar a cabo las actividades que sí regulamos. Digamos la producción pues es una actividad que es objeto de un Contrato de Exploración y Extracción por ejemplo y eso sí lo regulamos. Entonces es aquí donde se vuelve relevante todo este tema que han ustedes comentado, en particular en esta sesión usted Comisionado Martínez y el Comisionado Franco, sobre la precisión en tema de supervisión que tenemos que tener. Y como dijo la Secretaria Ejecutiva, es algo que estamos haciendo activamente a través de nuestras áreas técnicas. Entonces únicamente decir que sí tenemos un mapeo muy preciso de qué tipo de permisos requieren estos proyectos. No todos los podemos supervisar nosotros directamente, pero sí hacemos una supervisión indirecta a través de lo que sí nos toca regular a través de nuestro objeto legal.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien, de acuerdo. ¿Algo más colegas? No habiendo comentarios, Secretaria nos ayudas con la propuesta de punto de acuerdo por favor."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.11.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A9/2015.

ACUERDO CNH.11.002/18

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, 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-A9/2015, 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 Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V. en relación con el citado contrato.

III.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:00 horas del día 9 de agosto de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Primera Sesión Ordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma y se rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

OAK-TREE SAFETY



OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE SAFETY