



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:44 horas del día 7 de abril del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, 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 Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0185/2017, de fecha 6 de abril de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el Área Contractual 1, Campo Barcodón, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.2 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Consorcio Petrolero 5M Del Golfo, S.A.P.I. de C.V., para el Área Contractual 2, Campo Benavides-Primavera, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.3 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I de C.V, para el Área Contractual 8, Campo Duna, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.4 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V, para el Área Contractual 16, Campo Paraíso, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.5 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V., para el Área Contractual 23, Campo Tajón, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.6 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., para el Área Contractual 25, Campo Topen, de la Tercera licitación de la Ronda 1.
- II.7 Resolución sobre la Modificación al Plan de Evaluación presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., para el Área Contractual 2, de la Segunda licitación de la Ronda 1.
- II.8 Asesoría en materia de Transparencia de los Procesos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el Área Contractual 1, Campo Barcodón, de la Tercera licitación de la Ronda 1

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Muy buenos días a todos. Voy a plantear el antecedente – por favor la siguiente lámina – del proceso que llevamos para los dictámenes para dejar el registro tanto del esquema de análisis que se realiza como las fechas en las que se han venido trabajando. Entonces en esta primera lámina se presentará en cada uno de los planes que se revisen tanto de evaluación como de desarrollo la fecha en que se presentó el plan, la prevención si en su caso fue necesaria, la atención de la misma, la declaración de suficiencia de información, las reuniones de trabajo si fue el caso hasta la fecha en que se presenta la opinión técnica a este Órgano de Gobierno. Y en la siguiente lámina se muestra el esquema del análisis y aprobación que se desarrolla al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la que intervienen diferentes áreas. El día de hoy me acompaña precisamente el ingeniero Julio Trejo que es responsable directamente de los dictámenes, así como el licenciado Joshua, Director General de contratos y Rocío Álvarez también de la Unidad jurídica. Todos ellos forman parte de este equipo y de esta secuencia de análisis que se desarrolla para la evaluación de los dictámenes. Asimismo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el esquema muestra la interacción que se debe de tener para asegurar la calidad de la información y la suficiencia de la misma con el contratista y la participación de áreas como ASEA y SE que emiten también su análisis de información y requerimientos que deben de cumplirse.

El día de hoy vamos a ver varios casos en los que igualmente se presentará el tema de que vamos a evaluar un plan de evaluación y un plan de desarrollo y esto deriva de que una vez que se firma el contrato, que se le denomina la fecha efectiva, entra en vigor el plan provisional que dura 12 meses. A partir de ahí, hay tiempos para la atención, la presentación de estos planes de evaluación y desarrollo. Estamos en este punto precisamente. El plan de evaluación que les voy a presentar de las diferentes áreas contractuales es de 12 meses y los planes de desarrollo que tienen una vigencia limitada. Algunos que van vamos a ver temas de 22 a 24, hasta 36 meses. Y precisamente busca garantizar la continuidad con el plan de desarrollo vigente en tanto se presenta el plan de desarrollo multianual de acuerdo a la vigencia del contrato.

Es importante señalar que los elementos normativos que rigen a los dictámenes es el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 y 8 de los lineamientos de planes, contrato y la resolución CNH.E.42.001/16, los cuales establecen que se debe de cumplir el programa mínimo de trabajo establecido, deben hacer alusión y presentar tecnología adecuada para el desarrollo de acuerdo a la característica contractual de cada uno de los casos, maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos – Iré platicando el tema acotado en cada uno de los dictámenes –, el programa de aprovechamiento de gas y los mecanismos de medición de hidrocarburos. Estos puntos aplican para cada uno de los temas que vamos a presentar el día de hoy. Iniciamos de acuerdo a la agenda y Orden del Día con el plan de evaluación del área contractual Barcodón-1 de la compañía Diavaz Offshore S.A.P.I de C.V.

Esta área contractual se encuentra en el Estado de Tamaulipas, es del municipio Altamira y cuenta con 10.995 km cuadrados. La fecha de emisión del contrato fue el 10 de mayo con una vigencia de 25 años en la modalidad de licencia y la formación es del Cretácico Inferior del campo Barcodón. Es un aceite de 17 grados API y gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El programa mínimo de trabajo contempla la perforación de dos pozos, una reparación mayor y las actualizaciones del modelo estático y dinámico para un total de 9,560 unidades. Un poquito por arriba de las obligadas a cumplir por parte del contratista. En la que sigue se puede ver el pronóstico de producción de gas asociado o referenciado a este plan de evaluación, que una vez que entre en producción, que será hasta el octavo mes, será del orden de 0.32 millones de pies cúbicos de gas, tomando en consideración solamente esos últimos 4 meses del periodo establecido de un año para el plan de evaluación. Y el aceite será del orden de los 914 barriles por día igual para ese periodo de 4 meses.

Con respecto a inversiones y gastos de operación, se presenta el desglose de tareas por 8.4 millones de dólares, donde la parte de servicios a pozos y estudios de impacto ambiental es la que cubre precisamente la propuesta de los pozos y la reparación mayor que mencionaba y que son del orden... adelante.

El análisis muestra actividades que visualizan el cumplimiento al programa mínimo de trabajo establecido, además de que considera la perforación de un pozo direccional y uno horizontal, que junto con el procesamiento sísmico permitirá validar y dar certidumbre de las condiciones del área y cumplir con el programa de producción que ya mencioné anteriormente. Asimismo sobre el factor de recuperación se espera evaluar primero las formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Nueva Agua con la finalidad de iniciar la producción en el octavo mes. Debido a la inexistencia de infraestructura en esta área, el contratista realiza un estudio técnico económico para la factibilidad del manejo de gas y se apega de acuerdo a lo que presentan a los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos establecidos en el plan de desarrollo para el área contractual. Con base en lo presentado se propone al Órgano de Gobierno el plan de evaluación, área contractual 1 Barcodón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Comisionado Acosta, ¿le parece bien que avancemos al plan de desarrollo?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si? Bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Continúo con el plan de desarrollo del área contractual 1 Barcodón. Como mencioné está en el Estado de Tamaulipas, son casi 11 km cuadrados y estamos hablando de aceite de 17 grados API. Entonces el pronóstico, en la siguiente lámina por favor. El pronóstico de producción de gas muestra que la producción base era del orden de 0.1 millones de pies cúbicos y sobreponemos la propuesta mostrada en el plan de evaluación para alcanzar un valor en ese octavo mes como ya lo vimos de 0.4 millones de pies cúbicos, lo que significaría un promedio de 0.28 para esos 36 meses que considera este plan de desarrollo. Y en la parte de aceite con la misma secuencia, estaba produciendo del orden de los 190 barriles y actualmente se incrementaría a 719 barriles por día de aceite durante los 36 meses, considerando que iniciarán en el octavo mes las actividades previstas.

Las inversiones para este plan de evaluación son del orden de los 383 mil dólares. Básicamente en esta parte se acota al mantenimiento de ductos y la restauración ambiental. El análisis del plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción. Se hizo un cálculo para el factor de recuperación de aceite – aclaro de ese periodo de 36 meses – y obtenemos un valor de 0.22% en la parte de aceite y un 2.8% en la parte de gas. Se prevén actividades que permiten la planeación de infraestructura para el manejo de producción de gas asociado y mantener las metas y acciones necesarias para dar cumplimiento en el tema de aprovechamiento de gas. Asimismo los mecanismos de medición serán definidos conforme a los resultados del periodo de evaluación y presentados en el plan de desarrollo de extracción de largo plazo que mostrábamos en las láminas y que tienen la obligación de presentar. Derivado del análisis, se propone al Órgano de Gobierno el plan de desarrollo para el área contractual 1 Barcodón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente para quizá hacer un comentario. Dentro de los objetivos que le llaman remanente a evaluar, manejan la formación Agua Nueva. La formación Agua Nueva es una formación, es la Eagle 4, que finalmente es una formación de lo que le llamamos Shell gas. Al final de cuentas, pues como nuevo horizonte productor y si es productor explotar este a nivel de un pozo horizontal, ¿no? Creo que sería muy bueno poner una recomendación que tendrían que manejar bajo los lineamientos de Shell gas o de lutita de gas. Y tendrían que presentar un plan específico para la explotación, en caso que sea. La exploración no, la explotación o de desarrollo de este tipo de yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo. Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Este pozo que quieren hacer que va a esta formación sería una nueva formación? O sea, ¿no es la evaluación del mismo horizonte productor que tiene? ¿cómo es?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En el programa que manejaron, efectivamente van a ir a sus objetivos primarios tal cual lo que tenían manejados y otros objetivos que le llaman remanentes. Y yo creo que esos objetivos remanentes, uno de esos objetivos remanentes es la parte de Agua Nueva. Y Agua nueva es Eagle 4, o sea, del lado de Estados Unidos es Eagle 4, del lado de México es Agua Nueva, que es una formación de Shell gas. ¿Si? Entonces creo que es muy importante manejar como comentario que es muy bueno que prueben esa formación, sin embargo sí es importante que en dado caso que sea productor este horizonte tendrán que presentar un plan sea de exploración o un plan de desarrollo dirigidos a este tipo de yacimientos.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hagamos esa precisión si les parece bien en el dictamen. Comisionado Franco.

↑

✓

N



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Pueden poner las actividades que van a hacer para su plan de evaluación, ¿son esas? Para el plan de evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, en la otra presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En la de evaluación, en la anterior.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Las actividades dicen...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Actividades del PMT dice, pozo Barcodón-102. No, está en la siete. Bueno, en una que me dieron a mí está en la siete. A ver, la que sigue. Ah, bueno, a mí me pusieron actividades de PMT, pozo Barcodón-102.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Del plan de evaluación esas son las actividades.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A mí me han dado uno donde dice, "actividades de PMT, pozo Barcodón-102" y donde dice, "reparación mayor Barcodón-102 originalmente se terminó en tal año, dice 1962 tal, dice: El objetivo remanente es evaluar Agua Nueva como nuevo horizonte productor. Si es productor se plantea explotar este horizonte." Yo lo tengo aquí impreso, pero creo que sí es importante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Mi punto va a que esta área contractual producía 190 barriles por día. Si recordamos todo lo de la L3 era un poco más de 1,500 barriles por día. Las 25 áreas contractuales parte de ellas producían y esta representa un poco más del 10% de la producción de esas áreas contractuales. Pero está cerrado, o sea, se cerraron 190 barriles por día. Y bueno, la evaluación, el plan de evaluación, los principales criterios que hay que ver es que cumpla con el trabajo mínimo y se ve que va a hacer pozos, que va a hacer algo. Pero me llama la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

atención el plan de desarrollo. O sea, sí ya había 190 barriles por día, desconozco exactamente porque hayan cerrado esa producción, cómo es que le damos continuidad a la producción que no existe, que luego es lo que estamos viendo en los planes de desarrollo que parcialmente documentan por unos cuantos meses. Entonces ahí me quedaría duda como las dos propuestas son aprobar los dos planes, cuál es la razón por la cual sí se aprueba el plan de desarrollo – en el de evaluación no tengo problema –, pero me queda un poco de duda en el plan de desarrollo. ¿Por qué se lo apruebo si no hay continuidad en la producción, dado que este campo lo cerraron?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo comento rápidamente antecedentes y ahorita comentamos la respuesta. Efectivamente el contrato fue firmado el 10 de mayo. La etapa de transición comenzó en agosto. En ese periodo anterior, PEMEX continuó operando. Después de esta etapa de transición la empresa Diavaz presentó un escrito en el que solicitaba un criterio de interpretación, ya que manifestaba que el contrato de compra-venta difería con el punto de medición provisional. Posteriormente lleva a cabo una reunión de trabajo, en la cual decide cerrar la producción. Esto fue el 16 de agosto del 2016. Actualmente el dato que tenemos es que en este mes de abril se espera se llegue a ese acuerdo de comercialización y abrir en este mismo mes. Esos serían los antecedentes que tenemos del tema de Barcodón. Ahora, quisiera escuchar opinión.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Bueno, me parece que la intención de aprobar el plan de desarrollo presentado es que conforme a la cláusula 5.3 del anexo de este contratista establece que el plan de desarrollo tiene por objeto dar continuidad a las actividades de extracción previstas en el plan provisional. Es decir, con este plan de desarrollo lo que se pretende es dar continuidad a esas actividades y por lo tanto reiniciar ya la producción del campo y por lo mismo – como ya lo menciona el ingeniero – durante este mes se tiene planteado ya volver a iniciar la producción y llevar a cabo todas las actividades que se tenían previstas para el plan provisional.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso me lleva a otra pregunta. ¿En el plan provisional se veía así que iban a cerrar en agosto y que iban a volver a abrir en abril o cómo se veía ese plan provisional? Digo, al igual y no les toca a ustedes, hay que evaluar en algún otro foro cómo se comportan los planes provisionales. Que para poner contexto, el plan provisional se le solicitó a todas las empresas que tenían un área contractual produciendo previo a la firma del contrato para darle esa continuidad, ver la etapa de transición y arranque. Pero ahí yo no sé licenciado Joshua si viene que cerraban en agosto y que vuelven a abrir en abril.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- No Comisionado. El plan provisional lo único que contemplaba eran actividades necesarias para llevar a cabo las actividades petroleras que se venían desarrollando previo a la suscripción del contrato para llevar una etapa de transición de arranque pues con una operación continua. Es correcto su comentario. Perdón, perdón Comisionado.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Efectivamente cuando se definió el objetivo del plan provisional de los contratos de L3 se tenía previsto que los casos en los que se te estuviera producción pues este plan permitieran darle continuidad. Sin embargo en el proceso tomamos la decisión de permitirle al contratista que de acuerdo a una evaluación previa decidiera si seguía o no realizando o no la producción. En este caso no lo decidí, por lo que es imposible el cumplimiento de la cláusula 5.3 en sus términos y nos iríamos al concepto general de plan de desarrollo que es obviamente las actividades de extracción. Esa es la explicación de porqué parece ser que el plan de desarrollo no cumpliera con la 5.3 pero porque hay imposibilidad de cumplimiento, porque simplemente se suspendieron las actividades de extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora. Entonces nada más para precisar, colegas Comisionados, es: Algunos campos tenían algún nivel de producción, no todos. Me parece que de los 25 como 17, 19. Y existía un plan provisional, se previó un plan provisional, para mantener la continuidad, para abrir la posibilidad de darle continuidad a esa actividad; no obstante que el plan de desarrollo todavía no arrancaba. Pero esa posibilidad de continuidad, como lo resolvió, digo conforme al contrato y la normatividad y como lo resolvimos aquí como lo apunta el Comisionado Acosta, no excluía la posibilidad que en tanto se tuviera este plan que ahora se presenta de desarrollo la empresa pudiera optar para el mejor desarrollo de las actividades temporalmente cerrar la producción en algunos casos. Y así lo resolvimos. Ciertamente ahora se presenta plan de desarrollo y aquí sí, aquí arranca producción y tienen que mantener la producción de aquí en adelante conforme lo que aquí en su caso se autorice. ¿Estoy en lo correcto Comisionado?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, es correcto. Aquí podríamos decir que por lógica si dice, la 5.3 dice, "el contratista tendrá la obligación de presentar un plan de desarrollo dentro de los 120 días siguientes a la fecha efectiva para dar continuidad a las actividades de extracción previstas en el plan provisional." Pero aquí no había actividades de extracción, por lo tanto no se le puede dar continuidad. Se trata de un plan de desarrollo que inicia actividades. Sería de imposible cumplimiento pues, en razón de que por decisión de esta propia Comisión Nacional de Hidrocarburos les autorizamos hacer el cierre de los pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro. Entonces una vez que en su caso este Órgano de Gobierno apruebe el plan de desarrollo, ahí sí. Y está en el contrato, está en la Ley. El contratista, la empresa petrolera, no puede suspender actividades sin causa justificada, de lo contrario inclusive se llega hasta la rescisión del contrato. Pero es a partir del plan de producción el plan de desarrollo y ese plan provisional daba esa posibilidad de continuidad, pero según se evaluó el caso por caso algunos encontraron que era óptimo mantenerlo, en algunos casos no. Pero ahora sí que estamos entrando al plan de desarrollo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es. Y por lo mismo este plan de desarrollo sí tiene actividad a partir del octavo mes donde iniciaría la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Creo que por medio segundo levantó la mano el Comisionado Martínez.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero es continuidad del tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Entonces le parece bien Comisionado que el Comisionado Franco?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, lo que nos dice el Comisionado Acosta, en el plan de desarrollo dice que va iniciar en el octavo mes. ¿Octavo mes a partir de este mes o vamos a lo que dice el licenciado Joshua que piensan abrir la producción este mes? Es este mes o es hasta el octavo mes.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- A ver, ahí nada más que hiciera la definición el área técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si quedó clara la pregunta? A ver Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, el plan como lo comentó el Comisionado Acosta, en el plan de desarrollo en el octavo mes quieren abrir la producción, lo cual está muy bien. Pero el licenciado Joshua nos decía que hay intención de que lo abran este mes. Digo, por mí mejor, para beneficio del Estado que lo abran hoy, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si el equipo nos puede precisar cuándo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuándo sería?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En que mes es cuando inicia la producción.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Se reactiva en este mes lo que se tenía como la producción base. Lo que se tiene del octavo mes es lo que se tiene de las actividades asociadas adicionales en el plan de evaluación, que es este incremental.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ya se incrementa al octavo mes.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya quedó claro ingeniero. A ver, quien tomó la... ¿quieren hacer otra aclaración nada más el equipo técnico? ¿No? ¿Está bien? A ver Joshua, ¿quieres decir algo?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Obviamente para iniciar la producción, el contratista debe de cumplir con todas las aprobaciones, permisos, autorizaciones que requiera para llevar a cabo estas actividades.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pero no las tenía? Porque empezó a producir desde mayo y cerró en agosto.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Nada más quiero hacer la aclaración para efecto de que las tenga.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Digo, espero que ya las haya tenido y que las mantenga. Exacto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues precisamente me quería referir a la lámina que está ahí en frente de nosotros, en donde en el plan de desarrollo tienen en la parte gris – ojalá la puedan presentar al público – es la producción base. Es la que corresponde a los pozos que ya estaban produciendo. Y mi pregunta específica es: En el mes 28 se observa como que hay una estabilización de la declinación en el pozo nuevo. Empieza con una alta producción en el mes 9 en la gráfica y tiene una tendencia de caída que yo le llamo pendiente de la producción, pero específicamente el mes 28 se aplana, se vuelve como horizontal. Y revisando aquí en la información no veo que hayan hecho aquí una operación. Esto es muy lógico para gas, pero para aceite ¿cuál es la explicación que le dan a la CNH con respecto a ese perfil de producción?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún ingeniero se anima a contestar la pregunta?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí Comisionado. En esta parte como dice el doctor Néstor es un poquito variable en la parte de aceite, no así en el gas. Esto se debe a actividades físicas que se van a hacer solamente en condiciones operativas. No tiene ninguna actividad adicional, solamente es condición operativa que se tiene en ese momento, que es lo que hace que empiece a hacerse un plato de producción en ese sentido. No tenemos mayor referencia en el sentido si tienen alguna otra actividad adicional para que se estabilice esta producción.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Independiente a esta duda que se tenía yo quisiera hacer un comentario en relación con el dictamen. Presidente, usted en una de las últimas sesiones mencionaba que en el dictamen no se percibía de forma clara la satisfacción de los requisitos que establece el artículo 44, fracción segunda, de la Ley de Hidrocarburos. Lo que hicimos en esta resolución y en algunas que ya se presentaron el día



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de ayer y las que seguirán presentando fue ahora sí detectar en el dictamen de forma muy clara los tres requisitos que nos establece dicho artículo en su fracción segunda. Dice, “para esos efectos – es decir, para la aprobación de los planes – la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá emitir un dictamen técnico que comprenda la evaluación de los siguientes aspectos”. Y en su fracción segunda dice, “en relación con el plan de desarrollo para la extracción – que es al que me quiero hacer referencia – la tecnología y el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación”. Estos dictámenes ya traen un factor de recuperación previsto para estos meses que durará el plan de desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, muy bien.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- También está contenido, de hecho esto sí ya estaba contenido, el programa de aprovechamiento de gas. Y la evaluación, que no necesariamente se tiene que hacer la aprobación sino por lo menos la evaluación de los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Como estas áreas contractuales están sujetas a un plan de evaluación no se tienen todavía todos los elementos para poder determinar la aprobación de los mecanismos de evaluación, perdón, de medición. Pero sí se hace una evaluación respecto del programa que están presentando para dicho cumplimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y nada más para recordar – abogado Joshua Gamboa e ingenieros –, los mecanismos de medición que estamos utilizando para estos campos son los que traemos desde la fase provisional que son los mismos puntos de medición de Petróleos Mexicanos. De hecho es pregunta para que ustedes me aclaren si estoy en lo correcto. De hecho los puntos de medición fiscal son los que PEMEX venía ya operando en muchos casos, si no es que todos inclusive, y como lo prevé el contrato los puntos de medición están fuera del área contractual y los administra Petróleos Mexicanos. ¿Estoy en lo correcto?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Vamos a seguir operando con el punto de medición fiscal que traía Petróleos Mexicanos, que de hecho están fuera del área contractual, lo cual está previsto en el contrato, administrados por PEMEX, en tanto tengamos el plan de desarrollo completo, se hagan los trabajos de infraestructura y en su caso, si así lo resolvemos dependiendo como se va viendo cada plan de desarrollo, podríamos mover el punto de medición fiscal. Pero por lo pronto seguimos trabajando con los de PEMEX en donde ellos lo están administrando y nosotros lo supervisamos. ¿Estoy bien?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Precisando. Ese punto de medición fiscal nos permite que se pueda determinar la cantidad y la calidad del hidrocarburo que se extrae en esa área contractual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Conforme marcan los lineamientos.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Exactamente. Y precisamente por eso es que están en relación directa tanto PEMEX como el contratista para efecto de acordar los precios e iniciar la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. Gracias por la precisión. ¿Continuamos con la presentación o terminamos con la presentación del plan de desarrollo?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Se concluye el plan de desarrollo Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Comisionado Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo estoy nada más un poquito confundido. Si vemos los gastos de operación cuando están haciendo la evaluación se van a gastar 8.4 millones de dólares. En cambio cuando está en la parte de desarrollo se están gastando 380 mil dólares. Y es básicamente el mantenimiento, nada más. Entonces en realidad están haciendo un sólo plan, supongo que con dos propósitos, pero es un sólo plan. ¿Estoy bien o estoy confundido?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, yo respondo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Tratamos para hacer la distinción sobre todo porque hemos presentado y va a ser el caso de esta sesión, en ocasiones separado solamente plan de evaluación, de plan de desarrollo. Entonces tratamos de acotar que las actividades que están en el programa mínimo de trabajo estén asociadas con las inversiones sin mezclarlas y vemos la consistencia. Por ejemplo dependiendo si es el área de Chiapas o si es el área de Veracruz o Tabasco, la profundidad. Es en unas características ver la inversión que están considerando para cada uno de estos pozos. Entonces en este caso de Barcodón la inversión es de 8.4 millones de dólares para dos pozos y una reparación mayor, más aparte revisamos cuando cargan ese monto en algún rubro que es muy común el de administración porque meten compras de tierras, salarios y otras tantas como asesorías, sistemas. En fin, agrupan mucho, entonces nosotros buscamos ese dato. En el caso del de desarrollo, ya nada más se acota la continuidad y por eso estamos solamente mencionando que va a haber gestión de actividades generales del proyecto, los servicios de soporte, mantenimiento que puede ser a ductos, a sus instalaciones, y restauración ambiental. Pero separamos entonces de la parte del plan de evaluación y el del plan de desarrollo las inversiones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Eso me lleva a una reflexión. Cuando se trata de un área que ya está funcionando pues tenemos primero un plan provisional y luego simultáneamente el plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluación y el plan de desarrollo y luego al terminar ese periodo el plan de desarrollo a largo plazo. Cuando tenemos un área que no estaba produciendo en realidad tenemos el plan de evaluación seguido del plan de desarrollo de largo plazo. Entonces como este es una cosa como medio intermedia porque estaba produciendo pero luego se suspendió la producción, en realidad como que cae más bien en el segundo modelo de que primero se hace una evaluación y luego un desarrollo. Entonces por eso lo que me está pasando es que en realidad los dos planes son un plan realmente de evaluación, ¿o estoy equivocado? O sea, no hay producción adicional, no hay nada nuevo en el desarrollo. Estamos manteniendo nada más la parte de evaluación.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si Comisionado. Aquí en esta parte hay que ser precisos que si no se hicieran las actividades encaminadas del plan de evaluación no se tendría este incremental. Por tal efecto si estaríamos coexistiendo con un plan de desarrollo, aunque de un corto tiempo, pero que la base si al día de hoy nosotros no hiciéramos ninguna actividad relacionada con el plan de evaluación, no tendríamos estos deltas de producción. Nada más eso. Posterior al periodo de evaluación, ahí sí se va a presentar una modificación para un plan de desarrollo multianual donde va a tratar de maximizar o debe cumplir con la maximización del factor de recuperación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo entiendo que así está el contrato y así se tiene que cumplir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. O sea, este empalme que al inicio ocurre entre plan de evaluación y de desarrollo así está establecido en el contrato.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Comisionado doctor Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una precisión. Este campo de alguna forma ya estaba conocido, caracterizado por toda la actividad que hizo Petróleos Mexicanos. Cuando llega un nuevo operador, pues quiere conocer más. Y siempre se va a conocer más, dependiendo de la etapa de explotación. Lo vamos a conocer bien, bien, cuando cerremos el último pozo. Entonces bueno, efectivamente en la etapa de evaluación hay mucha más inversión que en la etapa de desarrollo que nos están presentando aquí. Pero también durante la etapa de desarrollo se puede seguir caracterizando y la caracterización es a partir del balance de masa entre lo que estamos extrayendo y cómo se está comportando el yacimiento. Lo que nosotros esperaríamos es que todos los contratistas después de que terminen con el plan de evaluación corto que nos están mandando ya nos presenten un programa de desarrollo a largo plazo que maximice el factor de recuperación, que maximice el valor del yacimiento. Pues bueno, aunque la inversión se ve pues no muy simbólica porque en la primera parte de la evaluación incluyen un pozo, en la segunda tienen que seguir viendo cual es el comportamiento. Y me refiero nuevamente a la gráfica que teníamos – que comentaba yo hace rato – en donde ellos plantean un pronóstico de producción. Ese pronóstico de producción pues lo van a tener que ir verificando en el tiempo, tanto para la parte gris que es la que correspondía pozos que ya estaban produciendo, como para la parte, no sé cómo se ve allá, café, negra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En la pantalla se ve negra.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En la pantalla se ve negra, que a lo mejor es café, que es el incremental. Los planes de desarrollo van cambiando en el tiempo y solamente desde el punto de vista técnico hay un plan, ¿no? Es el plan del desarrollo de todo este campo que ya estaba en una etapa de desarrollo desde antes de que lo licitáramos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Por ejemplo, ¿cuántos pozos tenía produciendo esos 190 barriles que dijimos por día? Por ejemplo, si lo recuperaran ahí en el mes uno, ¿no? Casi se veía 190. Cuando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se ve ese incremental están metiendo más de 800 barriles por día. ¿Con cuántos pozos? Dos pozos y la reparación.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es. Solamente con los dos pozos y la reparación. Ahora, también hay que recordar que dinámicamente después del cierre el comportamiento de los fluidos se empiezan a estabilizar y tienen un incremental cuando se reactivan los pozos que ya fueron cerrados en algún momento. Eso propio de la energía que se tiene en el yacimiento. Eso pasa habitualmente después de un periodo de cierre largo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aja. Pero eso se vería en la base, ¿no? Y en la base se ve declinada, no se ve incremental.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Exactamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y los otros son pozos nuevos, reparados, pozos nuevos a operar. Entonces como que el argumento no me cuadra ingeniero.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ok

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces hay tres pozos con 800 barriles y mi pregunta otra vez: ¿Cuántos pozos teníamos para 190 barriles? Para saber más o menos cuánto es por pozo y si es factible que tres pozos nos den 800 barriles, que es la mitad de la producción de toda la L3.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En lo que conseguimos el dato exacto de...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces la pregunta Comisionado es si hace lógica, si es proporcional el nivel de producción que se alcanza, con el número de pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Exactamente. Otra vez Presidente. Aquí en la base traían 190 barriles con x cantidad de pozos que ahorita nos dirá el equipo técnico, ¿no? El argumento que el ingeniero Julio dice es que se cierra, agarran energía y cuando los abro sube. Sí, pero ahí no se ve en la zona gris de abajo. No se ve eso que él me dice. Entonces está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero es que no sé cómo esté proyectada la parte gris.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y está declinada, no se ve el esfuerzo que dice, no se ve el efecto de que agarró energía por haberlo cerrado, etc. Ese no se ve. Pero después de que nos mostraron el trabajo mínimo hay un pozo nuevo y dos que se reparan. Son tres pozos que darían ese pico de producción que ya vimos en la zona oscura que llegan a más de 1,000 barriles. Entonces no sé con cuántos pozos damos 200, que con tres llegamos hasta 1,000.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Todo depende de si es razonable o no la productividad que estamos estimando por pozo. ¿Es razonable? Lanza la pregunta el Comisionado Franco si está dentro de los parámetros alcanzables esa producción con un pozo adicional.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Con esos tres, son tres. Porque ayer veíamos un caso en el cual se veía también que con dos pozos incrementabas, pero sí se revisó el histórico para ver si eran capaz de dar ese potencial y se veía del orden. Pero aquí para mí, así nada más con los datos que alcanzo a ver, lo veo demasiado optimista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La primer premisa es que no siempre que cerramos un pozo después va a producir más. Puede suceder a que después ya no produzca nada. ¿Por qué? Aquí traemos producción de agua y el agua va drenando el yacimiento, va hacia los pozos y eso causa un efecto negativo en la producción. El comportamiento en los pozos viejos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no tiene que ser igual al de los pozos nuevos, porque seguramente lo que van a buscar es alguna área en donde no haya suficiente drenaje del aceite, o sea, un área más o menos virgen. Lo que habría que ver es cómo se comportaron esos pozos anteriores cuando los abrieron, no en el tiempo final, porque entonces no sería comparable. Y si llegamos por ejemplo a un número, decimos los de abajo son seis pozos y acá hay dos nuevos...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Son dos adicionales?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no lo sé estoy suponiendo. Pero si fuera ese el caso no deberíamos de comparar los pozos en el comportamiento actual, sino en el comportamiento al inicio de la explotación. Ese es el punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Déjeme insistirle a ver si usted nos ayuda Comisionado. ¿Cuál sería entonces su opinión en relación con lo que pregunta el Comisionado Franco?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si lo que el pregunta es si tenemos evidencias de que dos pozos y una estimulación nos van a dar 800 barriles. Y eso es lo que están ahorita tratando de investigar y esa es una pregunta válida. Si los primeros pozos cuando fluyeron en este campo producían máximo 300 barriles pues vamos a ver como con 2 nuevos van a producir 800. Pero tienen que ir hacia el inicio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, y comparar las tecnologías. Si usaban las mismas tecnologías, si el sistema de perforación es el mismo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y el tipo de terminación, etc., etc. Pero la pregunta es muy válida. Si podemos asegurar que con lo que dicen que van a hacer van a alcanzar esa producción. Y esa respuesta pues solamente la dan los datos que tiene el área técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Pero qué es lo que le estas pidiendo a los datos? Que te digan, o sea, ¿los vas a comparar con la historia?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero tendríamos como usted dice Comisionado no sólo comparar la historia de los pozos, sino ver tecnología, a que formación, terminación. Porque si esas cosas son distintas, bueno, pues entonces no estamos nada más sujetos a la experiencia de los pozos anteriores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El análisis tiene que considerar todo eso en conjunto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, pregunta, no sé qué tan ambiciosa es mi pregunta. ¿Dentro de los parámetros tecnológicos de la industria para un campo de estas características está dentro del rango de lo factible tener estos niveles de producción con estos pozos?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Depende de las características del sistema de rocas-fluidos. Depende de la permeabilidad, de la porosidad, de la posible área de drene, la saturación de aceite residual que piensan encontrar en el área donde van a perforar esos pozos. Y son ecuaciones matemáticas que nos permiten tener un pronóstico y cuál puede ser la producción. Esa sería la respuesta puntual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora. Yo creo que la evaluación definitiva... nosotros estamos en una etapa ahorita donde estamos evaluando este plan y la Ley nos manda a que sea un plan que esté maximizando el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, por supuesto tenemos asegurarnos de que va para allá, de que está apuntando a la maximización del factor de recuperación y que es un programa alcanzable, desarrollable. Me da la impresión de que una vez que ellos tengan este plan e inicien posteriormente – porque se requiere un plan para tener reservas – una vez que tengamos este plan e inicien un proceso de evaluación y también de certificación de reservas, ahí vamos a tener yo creo que un diagnóstico preciso si es alcanzable o no es alcanzable. Y recordemos que, bueno, eso está regulado también por la CNH y va a venir aquí a que nosotros pasemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a la evaluación de las reservas que resultan de este plan. Pero Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. De hecho Presidente, lo que señalas va acorde al plan de desarrollo. O sea, que incremente, que maximice el factor de recuperación, mecanismos de medición, aprovechamiento de gas. Pero este es el plan de evaluación. Aquí con que cumpla el trabajo mínimo está bien y no estoy cuestionando la aprobación o no, mi voto. Pero lo que ellos están evaluando... al final si hacen los pozos y no da producción, pues aprenden porque están evaluando. Están evaluando. Pero que ya nos estén presentando perfiles de producción desde ahorita que pareciera – no estoy afirmando que sea contundente – pareciera que no suena lógico, eso es lo que tenemos que empezar nosotros a cuestionarnos cuando venga el plan de desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro, cuando el plan de desarrollo y en donde – insisto – derivado de ese plan vendrá una evaluación de reservas que está sujeta a una regulación y a un tercero independiente que las tiene que certificar. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría puntualizar acerca de que creo que la pregunta pudiera ser ¿cuál es la probabilidad de que yo tenga una producción para un pozo que voy a perforar? La verdad es que desde el punto de vista de experiencia teórica-práctica, cuando de repente íbamos a producir un pozo decíamos “este va a producir 800 barriles” y cuando lo perforábamos daba 1,200 nos poníamos muy contentos porque habíamos subestimado las características que podía tener el pozo. Pero también pasaba al revés. Decíamos, “el pozo va a producir 800” y producía 500. Esta es una incertidumbre que está basada en qué tan bien podemos predecir las características del sistema roca-fluidos. Y eso es medio complicado porque lo que hacemos es considerar una interpolación de la información que tenemos alrededor de los pozos y resulta que en algunas ocasiones eso se da muy bien y en otras resulta que es totalmente equivocado porque los yacimientos no son homogéneos, no tienen todas las características distribuidas en todas las áreas, en todas las áreas de yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y bueno, pues tiene una incertidumbre. ¿Cuál incertidumbre puede ser? Pues yo le diría que es de 20%, 20 más, 20 menos. Pero como usted decía Comisionado Presidente, eso lo vamos a saber hasta que lo perforemos y esa es la parte que yo comentaba que es lo que nos da una caracterización más detallada de esas áreas del yacimiento. Estos dos pozos que se van a perforar o lo que vayan a perforar aquí van a dar una visión más clara, que tampoco es la última, de lo que es el yacimiento y eso les va a permitir a ellos, con toda la información que traen de PEMEX, definir un mejor plan de desarrollo que finalmente maximice el valor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Insisto Presidente, el plan de evaluación lo que debe cumplir es con el trabajo mínimo. El tema este de si va a dar la producción o no lo podemos si quiere discutir después.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo le agradezco porque es un análisis muy interesante. Bien. ¿Alguna otra pregunta con relación a este tema? Vi aquí al ingeniero Mena si quiere usted decir algo. Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Los datos que me están ahorita pasando es que al momento del cierre había 8 pozos, que hace válida la teoría que comenta el Comisionado Gaspar porque estaban dando del orden de 20, 30 barriles. Hay agua en ese campo también, es parte del comportamiento. El quiebre que hace que comentaba hace rato es por el quiebre también del agua es el punto máximo. Pero sí hubo algunos pozos que llegaron a dar los 600 barriles en su momento, que es la otra parte que pide revisar el Comisionado; que si están en un área nueva, en un área no confinada, no drenada, pudiera dar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En algunos casos y al inicio sí se vieron producciones elevadas. Bien. Tema interesante y regresaremos a él con mayor información y cuando estemos evaluando reservas. Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, el planteamiento que hace aquí el Comisionado Gaspar Franco me parece muy interesante y yo creo que sí es importante conocer a detalle los datos que llegan a este pronóstico de producción, por lo que – en razón de que tenemos facultades para aprobar el plan de evaluación, así como el de desarrollo, haciendo las observaciones que se consideran pertinentes – yo propongo que aprobemos, solicitándole al contratista nos desglose la información en base a la cual está haciendo el pronóstico que estamos viendo en este momento y que surgen estas dudas creo yo razonables porque proporcionalmente pues parece no ser lógico ese incremento tan drástico en la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entiendo puede estar motivado este análisis por otros pozos que se han visto, pero requerimos alguna información adicional complementaria. No obstante entiendo que su ponencia usted la mantiene como favorable.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es, con esta observación, agregando pues esta observación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me parece bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y quiero aclarar, en el plan de evaluación los elementos que hay que evaluar para ver si se aprueba o no es el trabajo mínimo. No es ahorita la consistencia en los perfiles de producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, pero es muy valiosa la discusión Comisionado. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y también hay que considerar que derivado de esta evaluación, estas actividades, presentará una modificación a su plan de desarrollo que tendrá más largo plazo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Muchas gracias Secretaria. Bien, ¿algún otro comentario en relación con este plan? ¿No? Secretaria.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 1, Campo Barcodón.

ACUERDO CNH.E.12.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, correspondiente al Área Contractual 1, Campo Barcodón.

RESOLUCIÓN CNH.E.12.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extracción presentado por Diavaz Offshore, S. A. P. I. de C. V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A1/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 1, Campo "Barcodón".

ACUERDO CNH.E.12.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, correspondiente al Área Contractual 1, Campo Barcodón.

II.2 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Consorcio Petrolero 5M Del Golfo, S.A.P.I. de C.V., para el Área Contractual 2, Campo Benavides-Primavera, de la Tercera licitación de la Ronda 1.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Plan de evaluación del área contractual 2 Benavidez Primavera. Esta área está ubicada en el Estado de Nuevo León, es de los municipios China y General Bravo. Es un área contractual de 171.6 km cuadrados a cargo del Consorcio Petrolero 5M del Golfo S.A.P.I de C.V. Fecha de emisión del contrato 12 de mayo del 2016 con vigencia de 25 años. Perdón. Es un yacimiento de gas húmedo no asociado.

El cumplimiento al programa mínimo que propone que debe acreditar el contratista es de siete reparaciones mayores – perdón – y ocho menores, así como la actualización de su modelo estático y dinámico. El pronóstico de producción de gas asociado a este plan de evaluación que es la parte incremental es del orden de los 6.1 millones de pies cúbicos por día en el periodo de un año que se presenta. Y para la parte de los condensados el promedio sería de 8.5 barriles por día de condensados para el plan de evaluación en 12 meses.

Las inversiones y gastos de operación son de magnitud 7.3 millones de dólares, donde obviamente lo importante está acotado en la parte de pozos. El análisis muestra que el plan es congruente con los objetivos planteados y las actividades mostradas dan cumplimiento al programa mínimo de trabajo establecido en el contrato. Se propone caracterizar el yacimiento, así como definir un esquema de explotación, para la cual la estrategia a seguir en la planificación de las actividades es incrementar el conocimiento del área contractual. El contratista propone/menciona en su propuesta uso de tecnologías como tubería capilar, válvulas motoras, inducciones mecánicas y limpiezas a pozos con tubería flexible para incrementar la productividad de los pozos bajo su responsabilidad y con esto incrementar el factor de recuperación. Por ser un área contractual de gas, se plantea el aprovechamiento del 100% del mismo. Dicho lo anterior, se propone al Órgano de Gobierno el plan de evaluación del área contractual 2 Benavidez Primavera.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Continúo con el plan de desarrollo. El área contractual para el plan de desarrollo de Benavidez Primavera, recordemos está en el Estado de Nuevo León. Son 171 km cuadrados y estamos hablando de un yacimiento de gas húmedo no asociado. Vámonos directamente al programa de producción en rojo. Gracias.

Se muestra la producción base, que parte del orden de los 9 millones de pies cúbicos y sobrepuesto está la incremental y alcanzamos picos de hasta 18 millones de pies cúbicos y un promedio de 14.1 para ese periodo de 36 meses que es el caso del plan de desarrollo propuesto. Y en el tema de condensados el promedio para esos mismos 36 meses sería del orden de los 8.5 barriles por día.

Las inversiones y gastos de operación son del orden de los 24.8 millones de dólares. Aquí vale la pena... la que sigue por favor, la que sigue. Aquí vale la pena resaltar que hay un rubro alto de 20.1 millones de dólares en la sub actividad general y en la tarea de administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto. Aquí lo que están identificando es que metieron en ese rubro el sistema de medición a boca de pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El sistema de medición está metido. ¿Por qué está metido ahí ingeniero?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En ocasiones fuerzan un poco al no encontrar una descripción específica a sus actividades. Son errores al final de cuentas. Hemos tratado de revisar ese catálogo que presentó hacienda porque sí se les dificulta y en general el punto de la actividad tareas lo han tomado como el "otros". Entonces hemos visto desde adquisición de tierras, construcción de oficinas y cosas como ahorita que metieron el sistema de medición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más aprovecho para recordar que en estos contratos son de licencia y en estas etapas lo que estamos evaluando es el cumplimiento de las unidades de trabajo que incluyen perforación, trabajos de evaluación, más no se incluye dentro de las unidades de trabajo los renglones de administración. Entonces bueno, lo que la empresa decida gastar en administración es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

decisión de la empresa, no hay costos recuperables, no hay deducción a nivel contractual, es un costo completo de la empresa. Aquí lo único que estamos verificando es el cumplimiento de los trabajos de perforación y de evaluación del campo. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. ¿Qué decían? ¿El sistema de medición lo están metiendo en general?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- A boca de pozo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A boca de pozo. ¿Por qué no lo meten en operaciones de instalaciones de producción? Digo, pueden después hacerse recomendaciones, pero yo creo que la clasificación que en aquel momento hizo la Secretaría de Hacienda fue con la finalidad de poner los rubros principales. Y desde el punto de vista operadores y Comisión y con ayuda de Hacienda tenemos que buscar la actividad petrolera, sub actividad petrolera, en donde pueda encajar esa tarea. Porque si lo empezamos a abrir, tenemos la experiencia de nuestro operador petrolero que tiene una estructura programática de miles de rubros para poder clasificar exactamente. Tienen uno si quieres hasta para la compra de tierras. Entonces sí tenemos que evaluar. Digo, que bueno que ustedes ya lo están viendo en algunas partes las áreas de oportunidad, pero yo creo que hay elementos que sí se hacen en la actividad petrolera que pueden encajar en esta clasificación que hizo la Secretaria de Hacienda.

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- El análisis establece que presenta el contratista actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción. Se hizo un cálculo sobre el factor de recuperación y considerado la ejecución de las reparaciones de pozos y nos dan un valor



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de 7.28%. De acuerdo al plan, el contratista manifestó que monitoreará la producción a nivel de pozo y estación con la instrumentación remota, sistema SCADA, para una mayor certidumbre en la medición de hidrocarburos. Se plantea un 100% del aprovechamiento del gas producido. Y este plan fue estructurado y elaborado con base pues en las tecnologías y condiciones acordes al área contractual que se está presentando. Dicho lo anterior, proponemos al Órgano de Gobierno el plan de desarrollo para el área contractual 2 Benavidez Primavera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Bien. Adelante Secretaria, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A2/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 2, Campo Benavides-Primavera.

ACUERDO CNH.E.12.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., el Plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, correspondiente al Área Contractual 2, Campo Benavides Primavera.

RESOLUCIÓN CNH.E.12.004/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S. A. P. I. de C. V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A2/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 2, Campo Benavides-Primavera.

ACUERDO CNH.E.12.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, correspondiente al Área Contractual 2, Campo Benavides Primavera.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY



FETY OAK-TREE SAFETY

II.3 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I de C.V, para el Área Contractual 8, Campo Duna, de la Tercera licitación de la Ronda 1

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado Presidente. Plan de evaluación del área contractual 8 Duna. Esta área contractual está ubicada en El Estado de Nuevo León, municipio de China. Tiene un área contractual de 36.742 km cuadrados. El contratista Dunas Exploración y Producción S.A.P.I de C.V. Nos vamos a referir a un yacimiento de gas seco.

El cumplimiento del programa mínimo de trabajo incluye la perforación de un pozo, tres reparaciones mayores, cuatro reparaciones menores y la actualización de modelo estático y dinámico para un total de 8,655 unidades de trabajo.

En el pronóstico de producción, dado que solamente se está presentando el plan de evaluación, dejamos la línea base, la producción base, que es esa línea achurada en color más claro para mostrar precisamente el beneficio de las reparaciones mayores y la reparación menor en color rojo. De tal manera que esto nos daría un promedio de 1.72 de promedio de gas durante los 12 meses haciendo alusión únicamente a lo que es el plan de evaluación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las inversiones solamente voy a hacer referencia a lo más sustantivo, que es la parte de pozos, que son 2 millones 200 mil y un millón 600 dólares para esa perforación, reparación mayor y cuatro menores. El total son 4.4 millones de dólares. El análisis presentado muestra que se cumplen las expectativas para cumplir con el programa mínimo de trabajo establecido en el contrato. El procesamiento sísmico es adecuado para las características del área contractual. Se considera incrementar el factor de recuperación a través de la perforación de los pozos, las reparaciones mayores, menores y la puesta en operación del plan de evaluación. Aprovechar asimismo el 100% del gas producido y en el tema de procedimiento de entrega y medición de hidrocarburos apegarse a lo que se establece en el plan de desarrollo para el área contractual. Se propone al Órgano de Gobierno el plan de evaluación presentado para el área contractual 8 denominado Duna.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Les parece bien que pasemos al de desarrollo. No hay de desarrollo en este caso. Muy bien, pues aquí solo evaluación. Muchas gracias. Abro a comentarios. Bien, Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nada más para precisar que lo omití. Este plan de evaluación está a cargo de la ponencia del Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión. Bien, adelante Secretaria."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.005/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Dunas Exploración Y Producción, S.A.P.I. DE C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A8/2015 para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia,
correspondiente al Área Contractual 8, Campo Duna.

ACUERDO CNH.E.12.005/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A8/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A8/2015, correspondiente al Área Contractual 8, Campo Duna.

II.4 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V, para el Área Contractual 16, Campo Paraíso, de la Tercera licitación de la Ronda 1

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ingeniero, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Prosigo, procedo perdón. El área contractual 16 Paraíso se encuentra ubicado en el Estado de Tabasco, en el municipio de Paraíso. Es un área contractual de 17 km cuadrados, el contratista Roma Energy México S. de R.L de C.V. El contrato fue emitido en mayo de 2016 con una vigencia de 25 años tipo licencia. Vamos a hablar de un yacimiento de aceite de 34 grados API y gas de la formación Cretácico Superior que se encuentra a una profundidad de unos 6,800 metros más/menos. Es importante destacar que la propuesta del plan que voy a continuar presentando, los pozos están considerando ir al Mioceno, que está a una profundidad de más/menos 2,400 metros.

El cumplimiento al programa mínimo de trabajo el contratista debe acreditar un total de 17,400 unidades de trabajo. Sin embargo ellos están proponiendo el modelo estático, la actualización del modelo dinámico y la perforación de cinco pozos, que como bien mencioné van al Mioceno. De estos pozos dos son de exportación, dos de evaluación y un pozo de letrina que es para inyección de agua salada.

Las inversiones y gastos para esas actividades ascienden a los 16 millones de dólares, donde la parte de pozos le corresponden 12.4 millones de dólares. El análisis es congruente con los objetivos planeados y las actividades dan cumplimiento al programa mínimo de trabajo. Menciona dentro de su documentación que se utilizarán registros eléctricos. Asimismo que están consideradas las actividades para poner a producción las reparaciones y las intervenciones a pozos con la intención de incrementar el factor de recuperación en el plan de desarrollo que se presentará. Y la producción de gas durante las pruebas, solamente serán las obtenidas durante las pruebas de producción en la parte del gas, atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción 3, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural. El contratista deberá tramitar pues los trámites y autorizaciones correspondientes. El aceite y el gas obtenido de estas pruebas extendidas será producidos en tanques de almacenamiento portátil en sitio y los líquidos serán transportados en carros-tanques. Actualmente el punto de procesamiento y almacenamiento para este crudo es Puerto Ceiba. Derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno el plan de evaluación del área contractual 16 Paraíso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más tengo una pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya no me voy a meter a si son pozos de exploración o son pozos de desarrollo. ¿El pozo letrina es considerado en el contrato como un pozo para hacer actividad petrolera digamos para extraer hidrocarburo? O sea, es la única pregunta que tengo. El pozo letrina, porque son dos pozos de exploración, dos pozos de evaluación y un pozo letrina. Y la única pregunta es de que si el pozo letrina está considerado para el programa mínimo de trabajo. Esa es mi única pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy buena pregunta, muy buena pregunta. A ver, entonces, porque me anticipo a un criterio que creo está detrás de lo que pregunta la doctora, que es: Dentro del contrato es muy específico el tipo de pozos que pueden ser acreditados como con las unidades mínimas de trabajo para acreditar el programa mínimo de inversión. Ciertamente no está el pozo letrina. Entonces tenemos que estar seguro que el pozo letrina no está siendo contabilizado para el cumplimiento del trabajo mínimo. Entonces es pregunta aquí para el área técnica. Si no tienen la respuesta podemos mantener de momento este tema pendiente. A ver Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, en el anexo, en uno de los anexos del contrato – que es el anexo 6 que habla del programa mínimo de trabajo – tenemos cuánto equivale una unidad, que dependiendo del precio de hidrocarburo, etc., pero también tenemos actividades y sus unidades de trabajo correspondiente. Y en esa tablita solamente viene pozo, no dice de desarrollo, de inyección, letrina. Porque en esencia el pozo letrina o sumidero es para inyectar fluidos que no podemos manejar en ese momento y se disponen de una manera segura y aceptada por la industria petrolera. Y, bueno, si este pozo es nuevo para letrina pues está dentro del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

rubro de pozos y si es una reparación o una conversión a inyector pues también está dentro de esos trabajos y aquí no especifica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces le agradezco. Entonces el Comisionado Franco me está corrigiendo atinadamente y se lo agradezco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es dando información adicional, que es diferente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, es una corrección muy pertinente. A ver, porque yo dije hace un momento, yo tenía esa idea que no estaba porque normalmente estamos pensando en pozos de exploración o de desarrollo. Pero ya me precisa y me corrige atinadamente el Comisionado Franco, en la categoría de los trabajos acreditables están todo tipo de pozos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pozos, reparación mayor, reparación menos, ya sea un pozo inyector, sea un pozo productor. Lo que sí debemos vigilar Presidente y para todo el equipo es que ese pozo si sea necesario para la actividad petrolera, no hacer un pozo letrina y cuando a lo mejor no se va a disponer de agua ahí porque el campo no te da agua.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Pero bueno, de entrada entonces retiro mi comentario: Sí se permite cualquier tipo de pozo. A ver ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Para complementar la historia de este campo es que si se perforaron cuatro pozos, el Paraiso-1 a 1,140 y se encontró agua, Paraiso-2 a 3,005 metros y también fue productor de agua y el Paraiso-102 y también fue productor de agua. Entonces de los cuatro solamente uno, por eso la propuesta y la necesidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La respuesta del ingeniero conforme a la historia del campo es que sí se requiere un pozo letrina. El Comisionado Franco me corrige atinadamente, se lo agradezco, sí se permite acreditar cualquier tipo de pozo conforme a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unidad de trabajo. Gracias por la corrección. Bien. Continúe ingeniero por favor. ¿Usted terminó su exposición?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Solamente plan de evaluación en el caso de Paraíso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. ¿Algún otro comentario colegas? ¿No? Secretaria.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.006/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A16/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 16, Campo Paraíso.

ACUERDO CNH.E.12.006/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A16/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A16/2015, correspondiente al Área Contractual 16, Campo Paraíso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



II.5 Resolución sobre el Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V., para el Área Contractual 23, Campo Tajón, de la Tercera licitación de la Ronda 1

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

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Plan de evaluación del área contractual 23 Tajón. Está ubicada en el Estado de Tabasco, en el municipio de Paraíso. Consta de 27.52 km cuadrados, el contratista es Perseus Tajón S.A de C.V. Es un yacimiento de aceite crudo de la formación Terciario Crudo Medio de 25 grados API y Cretácico Crudo Ligero de 32 grados API.

El contratista debe acreditar un total de 4,600 unidades de trabajo durante la vigencia de este plan. Propone la perforación de un pozo, cuatro reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores para un total – incluyendo análisis PVT y actualización de modelo estático – 10,365 unidades de trabajo.

El pronóstico de producción de aceite asociado a este plan de evaluación y considerando los 12 meses aportan un promedio de 2.9 mil barriles por día. El pico máximo como se ve puede alcanzar hasta los 4.5 mil barriles por día. Y en la parte del gas asociado a este plan de evaluación el promedio será de 7.8 millones de pies cúbicos por día. Las inversiones y gastos de operación ascienden a 19.1 millones de dólares. Las inversiones para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos, es precisamente para esa perforación, cuatro mayores y cuatro menores.

El análisis de las actividades consideradas en el plan de evaluación prevén el cumplimiento del programa mínimo de trabajo como parte del compromiso contractual. El contratista menciona para el procesamiento sísmico el uso de algunas tecnologías muy específicas y que son acordes a lo que se emplea en esa área contractual. Con esto prevé reactivar la producción e incrementar el factor de recuperación en el futuro. Para el tema de medición de hidrocarburos, deberá contar con los permisos y disposiciones de quema de gas aplicables durante los tiempos de las pruebas de producción. Para el caso de realizar la separación in situ de agua con alto contenido de sal para la reinyección de un pozo letrina le permitirá evitar al contratista problemas de corrosión en ductos y tuberías durante pues todo el proceso de transporte a Puesto Ceiba. Derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno el plan de evaluación, área contractual 23 Tajón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Solo es plan de evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más plan de evaluación. Muchas gracias ingeniero. ¿Colegas Comisionados? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.007/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A23/2015



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al área contractual 23, Campo Tajón.

ACUERDO CNH.E.12.007/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A23/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Perseus Tajón, S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A23/2015, correspondiente al Área Contractual 23, Campo Tajón.

II.6 Resoluciones sobre los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción presentados por Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., para el Área Contractual 25, Campo Topen, de la Tercera licitación de la Ronda 1

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.
Ingeniero Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Plan de evaluación del área contractual 25 Topén. Está ubicado en el Estado de Chiapas, municipio de Juárez. Es un área contractual de 25.3 km cuadrados, firmado igualmente el 10 de mayo de 2016 con una vigencia de 25 años en la modalidad de licencia. El operador Renaissance Oil Corp. S.A de C.V. Es un tipo de hidrocarburo aceite de 29 grados API.

El contratista para acreditar el programa mínimo de trabajo presenta la perforación de un pozo, una reparación mayor, pruebas PVT, actualización del modelo estático y dinámico, así como interpretación sísmica 3D por 5,750 unidades de trabajo.

El pronóstico de producción de gas asociado a este plan se muestra en la lámina que está en pantalla y pusimos la acotación del incremento por la reparación mayor y posteriormente en el mes 9 de la perforación del pozo, lo cual nos daría una producción promedio en total de 0.5 millones de pies cúbicos de gas para el periodo de 12 meses. Y en el tema de aceite, en la parte de producción de aceite, el mismo beneficio por la reparación mayor y la localización/perforación del pozo nos darían un promedio de casi 500 barriles por día para ese periodo de 12 meses. Las inversiones y gastos de operación ascienden a los 6.9 millones de dólares, siendo 4.2 lo destinado para la perforación y la reparación mayor principalmente.

El análisis de este plan permite visualizar un cumplimiento al programa mínimo de trabajo establecido contractualmente. La tecnología planteada para la perforación, terminación, estimulación del campo son adecuadas para el área contractual que está en Chiapas como ya vimos. El contratista plantea el aprovechamiento del gas como un punto prioritario del campo basado en el análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados de producción y el uso de auto consumo. En este caso se desglosa, considera el gas producido como combustible o para la inyección de un sistema artificial de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más para entender la gráfica de producción de gas. Ok. En este primer mes qué hicieron para tener la producción, porque dice: La reparación mayor y les incrementa y después la perforación y les incrementa. ¿Y aquí qué habían hecho? Pero como este es el incremento.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí esta es la parte del incremental.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, o sea, digamos aquí, ¿qué habían hecho el primer mes?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, como logran el primer incremento. En el segundo está claro que es la perforación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea aquí pues la reparación se incrementó y la perforación incrementó. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, pero cuál es el primer tramo en donde no queda nada.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La producción del primer mes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La producción del primer mes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El mes uno para tener a producción que estamos asociando en el mes uno no sé si sea producción que ya traigan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero como esto nos habían dicho que nada más era el incremento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Precisando eso que está en la parte baja de la gráfica, eso comprende a la parte del escenario base. De hecho, cuando se va a la parte del desarrollo ahí se ve la parte achurada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces aquí hay una imprecisión que es: No es exactamente incremental. Realmente aquí venimos de una base.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Dejamos las dos. Ahorita en el plan de desarrollo si se ve el achurado y parte precisamente de aquí. Están ya las dos acumuladas. Error en la presentación de los datos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias ingeniero, gracias doctora por la precisión. ¿Si? ¿Algún otro comentario/observación? Secretaria Ejecutiva. Disculpe. Pasamos al plan de desarrollo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Continúo entonces hablando del área contractual 25 Topén, ubicado en el Estado de Chiapas de 25.3 km cuadrados. Estamos hablando de aceite de 29 grados API. Este campo como referencia está produciendo del orden de los 200 barriles por día y 0.2 millones de pies cúbicos.

En la gráfica, pasa a la que sigue por favor para empezar con el gas. Aquí está. Precisamente es la misma gráfica, la diferencia es que aquí si se muestra la parte de la base y se alcanzan los 24 meses a diferencia de la otra que solo estaba acotado al año. El promedio estimado en la parte de gas sería de 0.69 millones de pies cúbicos y el promedio en la parte de aceite sería de 598 barriles por día. Las inversiones y gastos para el plan de desarrollo son en la parte de actividad petrolera desarrollo 730 mil dólares y en la parte de actividad petrolera producción de 380. Lo más relevante pues es el mantenimiento precisamente de instalaciones y ductos.

Resultado del análisis para el área contractual 25 Topen se puede visualizar que se proponen actividades que permiten dar la continuidad. El factor de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recuperación calculado es de 0.99% de aceite y 0.70% de gas considerando esos 24 meses únicamente. El contratista prevé la implementación de puntos de medición contemplando opciones. Y menciona él específicamente ultrasonido, coriolis másico y placas de orificio, de acuerdo a las condiciones operativas de sus instalaciones. Se prevé el aprovechamiento del gas producido como un punto prioritario en el plan de campo basado en el análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción. Y manifiesta la intención de alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98%. Con base en lo anterior se propone al Órgano de Gobierno el plan de desarrollo del área contractual 25 Topén.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hacer un comentario complementario. La compañía presenta un pronóstico probabilístico, que es lo que platicábamos hace rato que no teníamos la certidumbre de cuál va a ser el gasto. Hacen un diagnóstico considerando variaciones en permeabilidad. Lo que se presentó aquí es el más probable. Nada más era hacer el comentario porque realmente así es como debe de hacerse, pero aquí para cuestiones de tiempo siempre presentamos el escenario más probable.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias Comisionado. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.008/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba El Plan de Evaluación presentado

Órgano de Gobierno

Décima Segunda Sesión Extraordinaria

7 de abril de 2017



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por Renaissance Oil Corp. S.A. DE C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A25/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al área Contractual 25, Campo Topen.

ACUERDO CNH.E.12.008/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 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 a la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A25/2015, correspondiente al Área Contractual 25, Campo Topen.

RESOLUCIÓN CNH.E.12.009/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Renaissance Oil Corp, S.A. DE C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al área Contractual 25, Campo Topen.

ACUERDO CNH.E.12.009/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 5.3 del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A25/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V., el Plan de Desarrollo para la Extracción en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A25/2015, correspondiente al Área Contractual 25, Campo Topen.

II.7 Resolución sobre la Modificación al Plan de Evaluación presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., para el Área Contractual 2, de la Segunda licitación de la Ronda 1

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctor Faustino Monroy, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Vamos a poner a consideración de ustedes el dictamen a la modificación al plan de evaluación del contrato CNH-R01-L02-A2/2015 de la compañía Hokchi Energy S.A de C.V. El área contractual está frente a las costas del litoral de Tabasco. Tiene ahí dos objetivos, son dos yacimientos en el Mioceno y voy a pasar la palabra el ingeniero Héctor Martínez Lima, Director de Área, para que nos exponga el dictamen a esta modificación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Ingeniero, adelante por favor.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Gracias doctor. Comisionado Presidente, si me permite les voy a presentar el tema que traemos acerca de la solicitud de modificación del plan de evaluación de Hokchi Energy. Vamos a comenzar con la localización. El área contractual que Hokchi tiene adjudicada es el área 2 de la licitación 2 de Ronda Uno. Esta área se compone por dos polígonos, los polígonos A y B. En total el área es de 40 km cuadrados. Y el polígono B tiene una restricción en la columna geológica donde solamente se pueden hacer actividades en el Cenozoico. Para el polígono A no hay ninguna restricción. Esto a manera de resumen únicamente para entrar en contexto.

Vamos a platicar acerca del plan que tiene aprobado Hokchi Energy. En el plan que se le aprobó en julio pasado se establecía un programa mínimo de trabajo donde, considerando el programa mínimo de trabajo más el incremento que tiene comprometido de 100%, teníamos 260 mil unidades de trabajo y con las actividades que ellos proponen sumaban un total de 278 mil 420 unidades de trabajo. Sin embargo, vemos que de acuerdo a las actividades que ha venido realizando Hokchi en dos pozos que ya tiene perforados no les fue posible realizar pruebas de producción, para lo cual ellos requieren una modificación y que puedan cumplir con este compromiso que tienen de unidades de trabajo. Si seguimos por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, me distraje en el último momento. Después de que dijo que no realizaron las pruebas de producción, ¿cuál es la solicitud o la modificación? ¿Ya la mencionó?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Para acá vamos, pero la solicitud está fundamentada en el artículo 40, inciso c, de los Lineamientos. A raíz de que tuvieron ciertas dificultades para realizar estas pruebas de producción en los pozos Hokchi-2DEL y Hokchi-3DEL que ya tienen perforados. Actualmente se perfora el pozo Hokchi-4DEL.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya están perforando su tercer pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Ya es el tercer pozo que están perforando. Si, de hecho tenemos conocimientos de que ya lo terminaron, sin embargo cuando presentaron su propuesta de modificación al plan este pozo aún estaba en perforación, Hokchi-4DEL. Entonces si continuamos por favor.

En el plan que tienen aprobado, ellos presentaron como propuesta perforar cuatro pozos. Estos cuatro pozos se ven en el mapa, son Hokchi-2, Hokchi-3, Hokchi-4 y Hokchi-5. De los que les comentaba los primeros dos ya están perforados, el tercero lo reportaron como aún en perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón ingeniero, es que aquí me comenta el Comisionado ponente. A ver si podemos Gustavo entrar al formato Power Point para hacer más grande este mapa, porque creo que no se aprecia bien. Veía que usted se tiene que salir. ¿No, no, ahí mismo? Ok. Ah, madre de Dios, voy a aprender a hacer eso, ¡eh! Voy a aprender a hacer eso.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Aquí podemos identificar los pozos descubridores o el pozo descubridor de este campo, el Hokchi-1 y el Hokchi-101 que confirmó una extensión del yacimiento y fueron perforados por PEMEX Exploración y Producción. Y los pozos con el circulito relleno blanco son los comprometidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por qué no lo señalas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahí tienes con el mouse, bien. Ahí estas, ahí estas, ya te estamos viendo ahí.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Los demás pozos son los que tiene comprometidos Hokchi en el programa mínimo de trabajo del plan aprobado, como les comentaba Hokchi-2, Hokchi-3, Hokchi-4 y Hokchi-5.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita perforados, ¿cuáles son los que ya están perforados?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Hokchi-2, Hokchi-3 y recientemente terminaron la perforación de Hokchi-4, aun cuando en el plan todavía... cuando entregaron el plan de modificación todavía no estaba terminada esta perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, muy bien, muy bien.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Aquí rápidamente un paréntesis. Cuando se les aprobó este plan ellos nombraban a sus pozos Hokchi-2, 3, 4 y 5 respectivamente. Sin embargo, derivado de los nuevos lineamientos para regular la perforación de pozos, ahora ya se nombran Hokchi-2DEL, Hokchi-3DEL y así.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que son delimitadores.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí, delimitadores. Bueno, nada más una observación. Si seguimos por favor. Bueno, aquí lo que les comentaba. Ya fueron perforados los dos primeros prospectos, el tercero se encuentra en perforación de acuerdo a lo que manifestaron. Y de acuerdo a la propuesta de modificación a este plan, ellos proponen, bueno, vamos a ver más adelante que hay dos escenarios que plantean en esta modificación. En el primer escenario continúan con los cuatro pozos que tienen aprobados y en el segundo escenario incorporan un pozo más, que sería el pozo Hokchi-6DEL. Si seguimos por favor.

Bueno, aquí vamos a hacer un pequeño paréntesis para hablar de los recursos descubiertos recuperables. A raíz de que ya se perforaron dos pozos en este campo, Hokchi hace una nueva evaluación de este yacimiento e identifica que las estructuras tienen variación en los espesores, de tal manera que el volumen de hidrocarburos asociado a este yacimiento se incrementa. Entonces cuando originalmente el cálculo que presentó Hokchi era de 94.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con la nueva estimación este volumen se incrementa hasta 123 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es una buena noticia.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Es una buena noticia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero antes quisiera, bueno, antes la doctora Alma América por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. ¿Estos son recursos todavía prospectivos o son reservas?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Todavía no son reservas porque no están reclasificados. Sí, no están reclasificados. Sin embargo ya de acuerdo a las estimaciones que hace el contratista...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es lo que esperan poder certificar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que esperan poder incorporar.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es. Y están muy bien documentadas dado que ya se perforaron dos pozos más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy probablemente, si estoy entendiendo su comentario ingeniero, muy probablemente cuando lleguemos a la certificación de reservas lo podrán acreditar. Pero como apunta bien la doctora por ahora es lo que están esperando incorporar.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es. Por ahora solamente es un reporte del contratista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. A ver, una pregunta. Este campo Hokchi cuando se llevó a cabo esta licitación que fue la 1.2, ¿cuál era la cuantificación de reservas que teníamos de este campo? ¿Alguien lo recuerda? Seguro está en las fichas de la licitación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La 2P.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Esto que usted me está mostrando ingeniero es equivalente a 2P?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Es 2P. La estimación era de 93 millones de barriles.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, muy similar a ese valor que tenía ahí la empresa de 94

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sin embargo el contratista en ese momento hizo una evaluación propia, que fue la que presentó en su plan original y con lo cual daba ese 94.6, una pequeña diferencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un poquito más. Pero ahora con lo que ha avanzado con los pozos delimitadores su estimación, sujeto como bien dice la doctora Alma América a que se confirmen como recursos recuperables y sean certificadas estas reservas, ya de inicio aquí la empresa Hokchi está anticipando un incremento en las reservas de 94 a 123 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues digo, a reserva de que queden certificadas, pues muy buena noticia.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Es muy buena noticia y además también vamos a ver más adelante que para este campo hay un yacimiento que aún tiene potencial y se le asocian reservas, perdón, recursos prospectivos. Eso es también muy bueno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, entonces potencial adicional.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Bueno, en este diagrama se representa los dos escenarios que le comentaba que el contratista nos presentó en su propuesta de modificación al plan, en el cual propone que se le aprueben dos escenarios. Dos escenarios con la consideración de que uno de ellos dependería del resultado que tenga este pozo recién perforado a nivel del yacimiento identificado como R3. Hay que recordar que en estas pruebas que hace el contratista se identifican tres yacimientos. Uno denominado R1, otro R2 y uno denominado R3. De acuerdo a los estudios que hace el contratista se identifican que los yacimientos R1 y R2 están conectados hidráulicamente y R3 es un yacimiento independiente. De aquí surge esta posibilidad de realizar o de tener dos escenarios dependiendo de las características que se observen el yacimiento R3. Entonces si lo vemos rápidamente, en la parte de arriba tenemos los pozos que ya han sido perforados, Hokchi-2DEL y Hokchi-3DEL. Asociado a cada uno de ellos, teníamos en el plan original una prueba de producción de alcance extendido que en ambos casos fue cancelada y por lo cual seguimos al siguiente punto donde... se perdió el control.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es la siguiente.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Ahí está bien por favor. Ah, qué bueno. Bueno, esta es en la etapa donde nos encontramos actualmente, el pozo Hokchi-4DEL ha sido perforado y aquí es donde se tomaría la decisión para saber hacia qué escenario operativo se inclina el contratista. El contratista define o refiere que, de acuerdo a la evaluación petrofísica que haga en este yacimiento R3, tomaría esta decisión. Esto es, si en el yacimiento R3 se identifica potencial de contener hidrocarburos y además que sea posible realizar pruebas de producción en él, tomaría el escenario operativo 1, con el cual realiza esa prueba de producción en R3 y además realiza otra prueba de producción de alcance extendido en la unidad R1.

De la misma manera continuaría con la perforación del pozo Hokchi-5DEL y también con su prueba de producción de alcance extendido que tiene asociada. Sin embargo si el yacimiento R3 que en este momento están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluando no se ve con posibilidades de contener hidrocarburos, optaría por el escenario número dos, en el cual se realiza únicamente la prueba de producción de alcance extendido en la unidad R3 para este pozo Hokchi.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- R1.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Perdón, R1 en este pozo Hokchi-4DEL. Y además perforarían un quinto pozo denominado Hokchi-6DEL.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, podría regresar a la izquierda. En caso de que la perforación del Hokchi-4DEL que recién se terminó, ¿Comisionado? ¿Si? Derivado de esta última perforación el yacimiento R3 contiene hidrocarburo, entonces nos vamos a una prueba de producción extendida. Precisamente hace dos pruebas.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, hace dos pruebas de producción extendida en los dos yacimientos. Perfecto. Y si no pues nos quedamos.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y se sigue después con el cinco en cualquier caso.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es. Aquí algo que podemos ver es que en cualquiera de los dos escenarios operativos se perforaría el pozo Hokchi-5 con su respectiva prueba de producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces nada más para precisar ingeniero, no sé si me estoy adelantando. ¿La propuesta de modificación de plan en qué consiste?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Son dos puntos fundamentales: La perforación y las pruebas de producción que tienen asociadas esos pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La perforación del Hokchi-6 en su caso y las pruebas de producción.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Si, considerando que se deje de hacer una prueba de producción en Hokchi-4DEL.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y creo que es importante decir que en los dos escenarios operativos se cumple el programa mínimo de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es. Si seguimos por favor. Bueno, aquí es lo que les acabo de comentar. Esta es la condición por la cual el contratista optaría por el escenario operativo número uno. Y bueno, podemos seguir por favor. Para el escenario operativo número dos, igual como lo platicamos, se considera que la unidad R3 está invadida de agua, por lo cual perfora un pozo adicional, que sería el pozo Hokchi-6DEL. En este mapa ya podemos identificar donde está proponiendo el contratista perforar este pozo adicional, aquí lo señalo. Es una parte de la estructura donde se identifica una serie de fallas y que es muy conveniente para caracterizar esa zona del yacimiento perforar ese pozo adicional. Seguimos por favor.

Bueno, aquí nada más gráficamente quise representar cuáles serían las modificaciones en cuanto a actividades y pruebas de producción de acuerdo al plan que tienen aprobado y a las modificaciones que proponen en sus dos escenarios. Arriba tenemos el número de pozos y de pruebas de producción. En el plan aprobado tenemos cuatro y cuatro. Para la modificación en su primer escenario conservan cuatro pozos y solamente hacen tres pruebas de producción y en la modificación plantean el segundo escenario, serían cinco pozos con únicamente dos pruebas de producción. Y aquí lo que pudimos observar es que las actividades de alguna manera se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mantienen en equilibrio digamos para que al final puedan acreditar las unidades de trabajo que tienen comprometidas en el contrato.

En la parte de abajo en la gráfica tenemos precisamente ese comparativo de unidades de trabajo, donde vemos las que tiene ahora en el plan aprobado, las que proponen en la modificación con el escenario uno y la del escenario dos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Con el plan aprobado cuántas serían?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Con el plan aprobado tienen 180 mil unidades de trabajo de perforación y 60 mil de pruebas de producción.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, 240.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- 240 mil.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De solo esos dos conceptos. Son en total 278 mil sumando registros y otras actividades.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Aprobadas, 278 mil aprobadas. ¿Y cómo queda ahora?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Este comparativo se hizo únicamente con perforación y pruebas de producción, dado que son las únicas actividades que se modificarían de acuerdo a la propuesta del contratista. Las demás actividades no impactan este.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, pero sí impactan, porque hay unidades que se acreditan por un registro geofísico, por metros, por núcleos, por el PVT. Por eso es que yo pregunto el total.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- El total. Están aprobadas actualmente 278 mil 420 y en el escenario uno el contratista estaría obteniendo 265 mil



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

820. Su obligación es de 260 mil. En el escenario dos con la perforación de un pozo adicional estaría obteniendo 303 mil 320 unidades.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Que en el escenario uno marginalmente menor, pero cumple con lo que está en el contrato y en el dos pues se va más allá.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Si continuamos por favor. Bueno, aquí está precisamente el análisis ya más detallado de esa sumatoria de unidades de trabajo. Aquí pues lo destacable es lo que acaba de comentar la licenciada Adamelia, que en el escenario operativo uno se sumarían 265 mil 820 unidades de trabajo y en el escenario dos se alcanzarían 303 mil 200 unidades de trabajo, con lo cual se daría cumplimiento al programa mínimo de trabajo que tiene establecido en el contrato. Seguimos por favor.

Aquí es un resumen muy general de lo que presenta el contratista para la perforación del prospecto Hokchi-6DEL, que se perforaría desde la misma plataforma que están utilizando actualmente en el pozo Hokchi-4DEL y la misma que se utilizaría para el pozo Hokchi-5DEL. El objetivo geológico es el mismo, el yacimiento R1 y R2. La profundidad vertical 2,620 metros y la desarrollada 2,840. En este pozo se programan registros geofísicos como adquisición de información. Y los objetivos generales que presenta el contratista para la perforación de este pozo es en primer lugar obtener información geológica y geofísica para mejorar el conocimiento del campo, actualizar la geometría del yacimiento que como les comentaba hace un momento se ha identificado que tiene variaciones en los espesores. Por eso resulta importante o este pozo aportaría información muy valiosa para terminar de conocer la estructura y las dimensiones de la misma. Y además se podrían confirmar las reservas que ya se tienen conocidas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un segundo ingeniero. Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Con el argumento que nos da el ingeniero Martínez, entonces que vaya por el pozo, ¿no? ¿Para qué lo condicionamos?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Es una buena propuesta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Sí o no?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí. De hecho en la aprobación resultaría factible cualquiera de los dos escenarios.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ¿si tengo la prueba de esta unidad R3 ya no necesito el pozo? ¿Con esa unidad o con esa prueba en esa unidad ya delimito todo el yacimiento?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- La propuesta de este pozo en realidad aportaría información muy valiosa. Sin embargo, con el plan que tiene aprobado Hokchi hasta este momento sin considerar este quinto pozo, también se alcanzan objetivos muy importantes que en aquel momento se analizaron y se aprobaron.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Muy bien. Hablamos de las pruebas de producción, que es otro de los puntos fundamentales que les comentaba en torno a la modificación de este plan. Y bueno, aquí el contratista presenta los elementos, los alcances, que tendrían esas pruebas de producción y alcance extendido para cada uno de los pozos donde se pretende realizar. Vemos que en el pozo Hokchi-4DEL en el yacimiento R1 es donde se tienen los alcances más ambiciosos, es donde se pretende tener la caracterización más a detalle, dado que hasta este momento no se han podido realizar estas pruebas de producción. Entonces ellos identifican como alcance estimar el petróleo in situ de esta área investigada, evaluar la continuidad lateral del yacimiento identificado,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

confirmar la existencia de límites noreste del yacimiento correspondiente al acuífero del mismo, evaluar el carácter de las fallas presentes en el sur de este pozo y confirmar los parámetros de conductividad del yacimiento, así como también evaluar el daño a la formación. Esos son todos los alcances que tendría esta prueba de producción de alcance extendido para el yacimiento R1 del pozo Hokchi-4DEL.

En este mismo pozo, considerando el escenario uno donde se realiza la prueba de producción en R3, los alcances son estimar el contacto agua-aceite, evaluar el carácter de las fallas presentes al sur del pozo. Y bueno, aquí lo que podemos comentar es que este yacimiento no ha sido probado a pesar de que ya fue cortado por los pozos que perforó PEMEX. En uno de ellos resultó invadido de agua salada, sin embargo en otro donde se perforó una parte más alta de la estructura se identificó algún porcentaje de aceite, por lo cual el contratista considera que en este punto donde está perforando el pozo Hokchi-4DEL tiene mejor probabilidad de éxito para encontrar los hidrocarburos. Y bueno, finalmente para las pruebas de producción del pozo Hokchi-5DEL en R1. Los alcances son evaluar la productividad del yacimiento y evaluar la capacidad del sello de las fallas paralelas cercanas a este pozo. Si seguimos por favor.

Además de estas pruebas de producción, recordemos como comenté hace un momento que hay recursos prospectivos asociados al yacimiento R3 que se pretenden confirmar con las pruebas de producción que se hagan en el pozo Hokchi-4DEL. Y bueno, en caso de que se tenga éxito y se confirme la presencia de hidrocarburos a nivel de R3 se estarían incorporando, se pretende encontrar un volumen de recursos prospectivos alrededor de 25 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si seguimos por favor.

Bueno, finalmente como cumplimiento a la parte de la evaluación, tenemos que respecto al Programa de Administración de Riesgos y Cumplimiento de Contenido Nacional tanto la ASEA como la Secretaría de Economía se pronunciaron a favor, dan una opinión favorable, para la ejecución de la modificación de este plan que propone el contratista Hokchi Energy. Por lo tanto, la Dirección General de Dictámenes de Exploración emite su opinión favorable respecto a la modificación del plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de evaluación del contratista Hokchi Energy, correspondiente al contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más un comentario adicional para las pruebas de producción. El contratista ya nos está sugiriendo un punto de entrega, que sería la plataforma de producción Yakse-A. O sea, tiene definido ese punto de entrega.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Punto de entrega para que doctor? ¿Para las pruebas de producción? Ah, muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es lo mismo. Por dos días de pruebas que van a ir desde los 1,000 a los 2,500, hay un documento, un acuerdo, para entregar en la plataforma Yakse-A.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, muchas gracias. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es respecto también a las pruebas. En estas pruebas se está considerando utilizar un barco, aprovechar todos los hidrocarburos líquidos que se produzcan ahí, ponerlos en el punto de entrega que están señalando, ¿verdad? Y ahí, digo, yo sé que hay operaciones en la industria petrolera complicadas de alto riesgo. Digo, es un negocio que no todos le pueden entrar. Pero me gustaría recordar la cláusula 13.3 de los contratos de la L2 o la 14 perdón de los contratos de la L1. Y en esta cláusula 13 perdón habla de un 13.1 de obligaciones adicionales del contratista. Y ya sabemos que tienen obligaciones de presentar el plan en cierto tiempo, de ponerlo a cierta normatividad, esperar a que se le apruebe el presupuesto, los sistemas de administración de riesgo, etc. Hay muchas cosas que debe cumplir. Pero estas creo que hay que señalarlas tanto para la operación de la Comisión como para recordar a los operadores pues las obligaciones que tenemos firmadas en un contrato. Y estas son:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- a) Conducir las actividades petroleras de forma continua y eficiente de acuerdo con el plan de evaluación, plan de desarrollo, los programas de trabajo aprobados por la CNH y las mejores prácticas de la industria, así como todos los demás términos y condiciones del presente contrato, el sistema de administración – refiriéndose a los de riesgo – y normatividad aplicable.
- b) Llevar a cabo bajo su responsabilidad la extracción, recolección y desplazamiento de los hidrocarburos al punto de medición.
- c) Suministrar todo el personal y todos los recursos técnicos, financieros y otros recursos de cualquier otra naturaleza que le sean necesarios para la ejecución de las actividades petroleras.
- d) Obtener oportunamente todos los permisos de cualquier autoridad gubernamental necesarios para realizar las actividades petroleras. Y el último que voy a citar, digo hay más;
- e) Obtener oportunamente todos los materiales requeridos para la realización de las actividades petroleras y asegurarse que sean adecuados para su objeto.

Todo lo que vayan a utilizar para sus pruebas de producción tiene que cumplir con estas obligaciones. Y ojalá y pronto tengamos resultados de esas pruebas, se adecuen a los planes que nosotros les aprobamos y les deseamos todo el éxito que queremos para el país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Leo la propuesta de acuerdo.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Falta la parte del presupuesto, es rapidísimo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, muy importante, muchas gracias. Directora General Adamelia Burgueño.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Lo describo rápidamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, con calma, con calma.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- El programa de inversiones que acompaña esta modificación del plan – si vamos a la siguiente –, el que originalmente se había aprobado era de aproximadamente 213 millones de dólares, 212 millones 947 mil. En su mayoría, me prestas, era actividades de perforación de pozos considerando los cuatro pozos que se estaba planeando perforar. Entonces la modificación que proponen en los 2 escenarios implica adecuaciones al presupuesto a la baja, adecuaciones al programa de inversiones a la baja. En particular, bajo el escenario uno se está considerando que el presupuesto se ajuste de 213 millones de dólares a 175 millones de dólares.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿De cuánto a cuanto otra vez?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De 212.9, o sea 213 millones de dólares.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como programa de inversiones.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Como programa de inversiones, a 175 millones de dólares. Entonces eso implicaría una reducción de, estamos hablando de, 18% del presupuesto original.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas, recordemos aquí que como me lo señala la importancia aquí el doctor Martínez, es recordemos que aquí si es un contrato de producción compartida. Aquí si hay una autorización de presupuesto. Estos costos, estas inversiones si son deducibles, es decir, son recuperables. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bueno, estas reducciones en la medida que hagan el proyecto más eficiente es muy positivo.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De acuerdo. Y recalcar que en los dos escenarios estamos viendo ahorros. En el primero de 18% y en el segundo de 7%, donde el presupuesto, donde el programa de inversiones se ajustaría a 198.8 millones de dólares. Y aquí nada más para mencionar veíamos la conveniencia del segundo escenario, pero también hay que ver que resulta un escenario más caro respecto al primero, también hay que considerar eso.

Y lo que revisamos para asegurarnos de que – le das a la siguiente – los nuevos costos que está modificando el contratista cumplan con los costos de mercado. Vemos que la perforación que suma en total en el escenario uno 110 millones está dentro de los rangos de mercado establecidos a partir de la base de datos internacional que utilizamos para este análisis. Y lo mismo con las pruebas de producción. De hecho las pruebas de producción propuestas están muy cercanas al límite inferior consultado en la base de datos internacionales. En el escenario uno y en el escenario dos es el mismo caso. Vemos costos que se encuentran dentro del rango, en el caso de pruebas de producción en un rango bajo de los costos internacionales. La siguiente.

Con este análisis lo que determinamos es que la opinión del dictamen es favorable respecto a la modificación del plan de evaluación en la parte de programa de inversiones.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Directora, ¿las cifras que pones ahí es por pozo o es el total de inversiones en pozo?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si regresamos ahí, el escenario un contempla la perforación de cuatro pozos. Los 110 millones son de los cuatro pozos. Dos de estos pozos ya han sido ejecutados, entonces son los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

costos ya observados. Y en esos dos pozos ya ejecutados se observa un 31% de ahorro respecto a lo que originalmente habían propuesto. Los otros dos pozos son programados y también hay un ahorro respecto al programa original y el que nos están modificando ahorita. En total esos 110 sí son cuatro pozos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionados, ¿alguna otra observación? Muy bien. Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.010/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Evaluación, el primer programa de trabajo y el primer presupuesto asociado al primer programa de trabajo, presentados por Hokchi Energy S.A. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

ACUERDO CNH.E.12.010/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, 40, fracción I, inciso c) de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación, y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones, y en las Cláusulas 4.1, 9.1, 9.2, 9.4, 10.1 y 10.2 del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Hokchi Energy S.A. de C.V., así como el Programa de Trabajo y el Presupuesto presentados en la sesión, en relación con el citado Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

II.8 Asesoría en materia de Transparencia de los Procesos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Julio Pastor Nieto, Director General de Comunicación Social.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Muchas gracias. En el marco del convenio de colaboración que la Comisión Nacional de Hidrocarburos suscribirá con el Centro de Investigación y Docencia Económica, ponemos a consideración de este Órgano de Gobierno la realización de un estudio asesoría en materia de transparencia con tres objetivos principales. El primero es identificar las mejores prácticas internacionales entre los órganos reguladores del sector. El segundo es contar con una línea base o diagnóstico para el cierre de brechas en la CNH en esta materia. Y el tercero es establecer la metodología y los indicadores para la evaluación y la mejora continua en esta materia. La idea es establecer una agenda de transparencia y darle seguimiento en el tiempo para evaluarlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. A ver un comentario y ahorita les dejo la palabra a ustedes colegas. Como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

saben, en el corazón de la Comisión y nuestra primera vocación es transparencia y rendición de cuentas. Y en ese sentido tenemos una mesa de trabajo con distintas ONGs del país, diversas organizaciones no gubernamentales amablemente participan con nosotros en una mesa de trabajo para estar revisando y evaluando prácticas de transparencia. Y ahí en el seno de esta mesa de trabajo con las distintas organizaciones no gubernamentales ha surgido la idea, hemos platicado con ellos, de tener una línea base de referencia en todas nuestras actividades. Y aquí me refiero no sólo a las licitaciones que llevamos a cabo, sino la administración de los contratos y otras tareas que lleva a cabo la Comisión. Entonces pensamos que tener un ente, un tercero que nos ayude a evaluar los distintos aspectos de transparencia y también generar un comparativo internacional. Si lo entiendo bien Director General un comparativo internacional que también nos permita a nosotros y a la sociedad estar viendo cómo nos estamos desempeñando en materia de transparencia.

Entonces de ahí, del seno de este grupo de trabajo con las organizaciones no gubernamentales ha surgido la conveniencia de tener un tercero que nos ayude a pintar una línea base, indicadores de comparación internacional y de desempeño. Lo considero muy positivo. Sin duda pues vendrán recomendaciones de todo tipo, pero estamos completamente comprometidos con este proyecto y queremos exigirnos y ser los mejores en este tema de transparencia. Pero lo pongo a su consideración.

Aquí lo que traigo a su consideración es que se pueda hacer esta contratación. Como ustedes saben es una institución de educación superior, una educación pública. Forma parte de CONACYT verdad, el CIT.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- De la Secretaría de Hacienda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿De la Secretaría de Hacienda en sí? ¿No forma parte de CONACYT? ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- No, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, ahí me checan bien como está la estructura, pero bueno, es el CIDE que todos conocemos y es poder realizar este estudio ahí en este Centro. Está a su consideración.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y una precisión. El tema lo traemos el día de hoy porque es atribución del Órgano de Gobierno aprobar la realización de asesorías, estudios e intervenciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y obviamente/naturalmente el estudio, bueno, como yo comenté el estudio lo vamos a estar trabajando con las ONGs. Es CONACYT, sí, sí, es CONACYT.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Forma parte del sistema de Centros Públicos de Investigación del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión Comisionado. Es el CIDE que depende del CONACYT y la idea es que ese estudio – como les comento – sus alcances y su desarrollo lo tendremos en la mesa con las organizaciones no gubernamentales y por supuesto en el seno de este Órgano de Gobierno estar reportando los avances y resultados si ustedes lo ven bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esto que comentaba la Secretaria Ejecutiva es una asesoría que aprueba el Órgano de Gobierno. Eso va a erogar dinero por parte de la CNH. Yo creo que vale la pena no sé Director si nos puedes dar un poco más de detalles de cuál va a ser el alcance. Digo, la transparencia está muy bien, pero en qué vamos a hacer esos estudios, qué tiempos se van a llevar, el monto no me interesa ahorita, lo tendrán que cotizar.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Tenemos ya la propuesta, se la podemos compartir o se lo podemos exponer brevemente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy brevemente, pero si por favor un poquito para que tengan más contexto los Comisionados por favor.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- El objetivo es elaborar este diagnóstico con base en un benchmark, hacer un análisis comparativo de los organismos que tengan similitudes con la Comisión, hacer un estudio profundo del marco regulatorio, establecer a partir de esto digamos los temas relevantes, una agenda con la temática relevante para la transparencia en la Comisión y definir o identificar las brechas que pueda haber en esa materia. Entonces una vez identificadas las brechas tener los indicadores que nos permitan medir nuestro desempeño en esos temas y poder cerrar las brechas. La asesoría implica también o incluye las recomendaciones para reducir esas brechas, o sea, mejorar nuestro desempeño. Y entonces hay un proceso de mejora continua en el cual nos iremos evaluando con una metodología que el propio CIDE nos va a proponer después de concluir el estudio. Los tiempos que tenemos previstos son a partir de que arranquemos con el digamos ejercicio. Son 6 meses más un mes para el reporte final. O sea, serían al final 7 meses.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero naturalmente habrá reportes, entregas parciales, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Sí, exactamente. Hay varios entregables. De hecho son cuatro entregables que se los menciono en este momento. Es el análisis de la normatividad como les comentaba, el diagnóstico institucional de transparencia, la metodología de evaluación institucional a nivel nacional y la metodología de evaluación institucional a nivel internacional. Si quieren les explico más o menos en que sería cada rubro.

El análisis de la normatividad propone entregar un análisis de la normatividad vigente y competencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en materia de hidrocarburos, cuyo eje transversal sea la transparencia, buscando la optimización en el derecho mexicano y las prácticas internacionales a fin de que la CNH pueda colocarse a la vanguardia de la transparencia dentro del ámbito de sus facultades. La idea



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es que vayamos más allá del mandato de Ley de Transparencia y podamos aspirar a un estándar y definir un estándar muy por encima, ¿no?

El diagnóstico institucional de transparencia. Se propone entregar un reporte breve que resuma los principales resultados del análisis comparados de INEGI con otro sujeto... perdón, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos sujetos obligados de acuerdo a la metodología del proyecto Métrica Transparencia 2014. Este reporte permitirá contextualizar la situación de la Comisión, el contexto institucional-nacional y contrastar su desempeño con organismos similares.

La metodología de evaluación institucional-nacional supone generar una metodología de evaluación que permita a la CNH evaluar su desempeño institucional por el contraste con organismos similares y con responsabilidades similares en administración pública nacional. Y la internacional pues sería lo mismo con respecto a la disponibilidad de la información por parte de la CNH y de su equivalencia en otros países. Entonces, bueno, serían esos los entregables y serían esos los tiempos y los objetivos de esta asesoría y estudio de transparencia que, de la mano con las organizaciones de la sociedad civil como decía el Comisionado Presidente, haríamos ese monitoreo parcial a lo largo del tiempo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y traeríamos aquí al Órgano de Gobierno los reportes parciales y finales.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Así es. Correcto, los entregables.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y las observaciones que surjan de las organizaciones no gubernamentales – ¿no? – por supuesto.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Efectivamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Bueno, como dijo Presidente, ya se tiene conformado un grupo en el que intervienen una buena cantidad de representantes de organizaciones civiles que tienen un perfil destinado al estudio y análisis en materia de transparencia y derecho a la información principalmente. Ese grupo está trabajando pues para hacer un análisis conjunto para ver de qué forma podemos mejorar nuestros procesos en general que tiene la Comisión en materia de transparencia. Sin embargo yo veo este estudio como un estudio más académico, más detallado, más científico respecto de lo que es necesario, que inclusive puede servir para efecto de presentarlo ante el mismo grupo y se monitoree la ejecución de las actividades que se requieran para disminuir las brechas que sean detectadas.

Entonces me parece que el estudio es importante y también mencionar para cuestiones de procedimiento en cuanto a la contratación. El Órgano de Gobierno no estaría autorizando la contratación específica a una institución, en este caso como se mencionó al CIDE, sino que estaría solamente autorizando la contratación, la asesoría exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto, así es como marca la Ley.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ya el proceso de la definición de quién puede otorgar el servicio...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo ejecuta la Comisión, nuestro equipo de la Comisión.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exacto. Hacer esas aclaraciones nada más.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Efectivamente el CIDE es parte del Grupo CONACYT. Es una institución de más de tres décadas, 30 años es una institución madura, y estoy viendo aquí en el internet que están muy ligados con todos los temas ligados a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ética pública, responsabilidad individual y social y también la objetividad. Por lo que nos leía Julio donde dice que se iban a hacer comparaciones con otras instituciones. Pero yo creo que los mismos conocimientos que ellos tienen nos podrían dar luz acerca de unos procesos que podríamos mejorar y que no se llevan a efecto en otros lugares del mundo. No tenemos ninguna similitud total con alguien más en otro lugar desde el punto de vista de regulador de licitación de campos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Precisamente por la experiencia del CIDE y esta fortaleza que ha desarrollado en temas de ética y rendición de cuentas en materia de administración pública es que nos acercamos a ellos. Aunque como bien señala el Comisionado Acosta, aquí la solicitud de aprobación es sobre la asesoría. Ya en su caso con la aprobación que ustedes nos den procederíamos nosotros ya a hacer los trámites de contratación conforme marca la Ley y eso ya lo llevamos a cabo en el área de Dirección General de Comunicación y con Oficialía Mayor.

DIRECTOR GENERAL DE COMUNICACIÓN SOCIAL, MAESTRO JULIO PASTOR NIETO.- Correcto.

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

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

ACUERDO CNH.E.12.011/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13 fracción VII, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la procedencia de iniciar la contratación de una asesoría en materia de transparencia de los procesos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:02 horas del día 7 de abril de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva