



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:42 horas del día 25 de septiembre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.0875/2018, de fecha 24 de septiembre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.
- II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.
- II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.
- II.5 Contrato CNH-R01-L01-A7/2015. Operador Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. NMR.
 - a) Programa de Evaluación
 - b) Modificación al Plan de Exploración
 - c) Modificación al Programa de Trabajo 2018
 - d) Modificación al Presupuesto 2018.
- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, gracias Secretaria. Si me permiten, yo nada más daría un contexto de esta licitación, primera licitación de la Ronda 2 para que después entraran a las particularidades de este y de las otras tres resoluciones que tenemos en la agenda el día de hoy. Esta primera licitación de la Ronda 2 comprendió 15 áreas contractuales, de las cuales se adjudicaron 10 por parte de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos. Son 10 Contratos de Producción Compartida en aguas someras del Golfo de México. De estas 10 áreas contractuales, de esos 10 contratos con los que ahora tenemos, dos de ellos fueron adjudicados a Eni México en consorcio con Citla y esa es digamos las empresas que mayor número de contratos tienen.

Citla tiene uno en consorcio con Capricorn y de esos 10 dos planes de exploración ya fueron aprobados la semana pasada, el de la empresa española Repsol y el de la empresa francesa Total. Hoy como ya lo leyó la Secretaria están previstos cuatro más, uno de la empresa rusa Lukoil y tres



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

más de Eni. Los tres de Eni son dos en los que fue en consorcio con Citla y uno en los que fue en solitario. Esto nos daría digamos el contexto de lo que estaremos revisando el día de hoy. El período inicial de exploración hay que recordarlo son cuatro años con la posibilidad de un primer periodo adicional de exploración de hasta dos años más y un segundo período adicional de exploración de otros dos años. De manera que en total estaríamos hablando de ocho años de exploración que es lo que prevé como máximo el contrato.

Ahora, en específico por lo que hace a la empresa Lukoil, déjenme nada más comentar que ha participado muy activamente en las Rondas que ahora tenemos en México como consecuencia de la Reforma Energética. Lukoil participó en la Ronda 2, en la Ronda 1, la segunda licitación de la Ronda 1 y la cuarta licitación de la Ronda 1, en la primera licitación de la Ronda 2, que es el contrato que ahora nos ocupa, y también en la primera licitación de la Ronda 3. Resultado de esta muy activa participación, Lukoil tiene ahora dos contratos en aguas someras: el que habremos de revisar el día de hoy, un Contrato de Producción Compartida, y tiene un otro contrato también adjudicado en la primera licitación de la Ronda 3.

De manera que yo solamente lo dejo hasta aquí como insisto una visión general de lo que estaremos viendo hoy, cuatro resoluciones por las que aprobaríamos en su caso Planes de Exploración de dos distintos operadores, Lukoil en primer lugar y después veríamos tres resoluciones más de Eni y yo con esto le doy la palabra a nuestros colegas del área técnica para que nos puedan exponer las particularidades de este primer Plan de Exploración de Lukoil. Muchas, muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado. Muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Pues esta tarde les traemos unas presentaciones, son siete presentaciones de la agenda. Vamos a comenzar con esta de Lukoil Upstream México. Esta presentación es una presentación ejecutiva y, en su caso de que ustedes estuvieran aprobando, se aprobaría el Plan de Exploración, el Programa de Trabajo y el Presupuesto, en el cual viene incluido en una sola presentación en este cuatro de los cuatro primeros temas. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, el fundamento legal ya lo conocemos, la Ley de Hidrocarburos los artículos 31, 43 y 44; en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética el artículo 39; del Reglamento Interno de la Comisión donde le da facultades a la Dirección General de Dictámenes de Exploración de la Unidad Técnica de Exploración, artículo 27; Y de nuestros lineamientos de planes, artículo 7, 8, 15 y 16; y por supuesto el anexo 1 sobre la Guía de los Planes de Exploración de Hidrocarburos; además de las cláusulas del contrato en general 4.1, 4.2, 10.1, 10.2, 12.1, 12.2, 15.2, 20.3 y 20.5. Adelante por favor.

El programa que tenemos que analizar, que analizamos del operador Lukoil, propone que en esta área es un área de evaluación del potencial petrolero, por lo tanto, las actividades van enfocadas a evaluar este potencial en esta área. En este caso, es a nivel Terciario del Plioceno y Mioceno Superior y la perforación de hasta dos pozos en su caso. El Programa de Trabajo por contrato son 2,400 unidades del Programa Mínimo de Trabajo y hay un incremento en el Programa Mínimo de 33,500 unidades para sumar un total de 35,900 unidades. Después vamos a ver el desglose y vamos a ver cómo cumple con estas unidades el operador con las actividades que está proponiendo.

El área la ven ustedes aquí, es en color rojo. El color rojo tiene una superficie aproximadamente de 521 km². Está en la cuenca, en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste frente al Estado de Tabasco y los tirantes de agua pues son aguas someras. Hay un fragmento en la parte noroeste muy pequeño de esta área que es aguas profundas, son 540 metros.

Aquí se han perforado dos pozos, el Bolol-1 y el Kexul-1, sin embargo, no han sido productores. La sísmica que ustedes ven de un color verde, ese cuadro prácticamente, es una sísmica denominada Bolol Norte de Balche Xulum del campo Ayin con versiones de migración en profundidad y cubre completamente el área contractual. Esto quiere decir que ellos tienen suficientes sísmica, es una sísmica de buena calidad. Los estudios además sísmicos que existen en el área son líneas 2D y tienen los paquetes de datos de la Ronda 2.1. Adelante por favor.

Es el cronograma de actividades a desarrollar y básicamente están catalogadas en tres rubros: los estudios exploratorios, donde se ve la interpretación de registros geofísicos, el modelado petrofísico, estudio de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bioestratigrafía y estratigrafía, obviamente la interpretación sísmica y las propiedades estáticas de inversión sísmica que van a hacer, modelos sedimentarios por supuesto, el modelo geológico estático y la estimación de los volúmenes en su caso, el modelado de cuenta, y donde dice modelado de cuenca es una actualización. Básicamente ellos ya parten de un modelado de cuencas para evaluar el potencial, sin embargo, a raíz de toda la información nueva van a actualizar este estudio en toda el área. Y en la parte de procesamiento de información sísmica, principalmente pues la recepción de datos sísmicos 3D y la reinterpretación de los horizontes para actualizar el modelo geológico.

En cuanto la perforación de prospectos, ustedes ven es el diseño en primer lugar que ocupa prácticamente 2018, lo que resta de 2018 y parte de 2019, y tienen dos prospectos principales. Uno llamado Otomí oeste y el otro noroeste, oeste y este perdón, y la actividad petrofísica que van a hacer obviamente los productos de este pozo van a ser los registros y van a interpretar estos registros y el análisis, análisis de núcleos, lodos y fluidos que van a obtener de este pozo. Entonces el programa se va hasta 2020 como ven. Adelante por favor.

Los estudios propuestos en esta área por el operador son 521 km de sísmica 3D WAZ, que es básicamente el área contractual. Van a hacer, como decíamos, la interpretación de todos los estudios que existen ahí. Nada más esta figura es para mostrarles el recuadro este de color morado o guinda, que es un área donde se va a hacer de reprocesamiento sísmico. Adelante por favor.

En cuanto la perforación de prospecto, decíamos que había dos principales prospectos que ellos tienen visualizados: Otomí Oeste y Otomí Este, en el cual van hacia los objetivos de Mioceno y Plioceno en general ambos y Mioceno en el Oeste. Las profundidades son alrededor de 3,000 metros que tienen programado y además tienen un prospecto visto. Bueno, varios prospectos vistos pero que todavía no están maduros. Entonces precisamente los estudios van a hacer que esos prospectos formen parte de su cartera. El rasgo de recursos prospectivos a la media con riesgo, perdón, son 163 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, nada más asociado a estas dos oportunidades que se tienen. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Programa Mínimo de Trabajo ya habíamos comentado que son en total 35,900 unidades. Si vemos esta tabla, es bastante, tiene bastantes actividades, pero en general una de las... No funciona mi mouse, pero la primera el reproceso de información sísmica y la interpretación sísmica que nos... Ahí, perdón. Creo que está fallando. El proceso de información sísmica con 1,300 unidades y la interpretación con 100. Los registros geofísicos de pozos, la adquisición de muestras de núcleos, los análisis rutinarios son análisis convencionales de núcleos y especiales. Están divididos también. Las presiones medidas en MDT y las muestras tomadas MDT y todo lo relacionado a análisis de los PMT. La evaluación de los recursos prospectivos, una vez que tengan estos recursos prospectivos van a calibrar su modelo. Los electromagnéticos también las va a servir para hacer esta evaluación o reevaluación de cuencas que habíamos dicho y la perforación del pozo, del prospecto Otomí Oeste más o menos a 3,000 metros. Entonces si vemos la suma de unidades totales sería aproximadamente 71,000 unidades con las cuales cubriría perfectamente el compromiso mínimo de trabajo en este caso. Adelante por favor.

Este es el Programa de Trabajo, el Primer Programa de Trabajo para 2017-2018. Se había explicado que, bueno, dentro de la presentación viene este programa. Este programa está dividido en las sub actividades general, que son evaluaciones económicas, compra de datos sísmicos, la administración, gestión de actividades. Y la parte de geofísica, de inversión e interpretación sísmica. Geología los análisis de los núcleos, análisis de las muestras, el modelo estático, los análisis petrofísicos. La perforación en su caso, todas estas actividades están realmente dirigidas a tener todo para perforar en el 2019. Entonces aquí vemos el diseño de pozo, por ejemplo, está programado para noviembre de 2018 y las actividades de diseño de ingeniería hasta diciembre 2018. Y aquí está en cuanto a la ingeniería de yacimientos la estimación de recursos y el modelo dinámico, otras ingenierías, el diseño de concepto de desarrollo del área contractual en su caso y, bueno, lo que corresponde a salud, seguridad y medio ambiente. Es el Primer Programa de Trabajo propuesto por el operador que se alinea al programa – adelante – del plan.

En cuanto a los programas asociados, bueno, tanto la Secretaría de Economía en cuanto al cumplimiento de contenido nacional tenemos la opinión favorable respecto a este tema. Además, también tenemos la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

opinión favorable con respecto al Programa de Transferencia de Tecnología y básicamente lo que ellos buscan en la transferencia es la alianza y asociaciones para la investigación con universidades nacionales y centros de investigaciones nacionales; las estancias en el extranjero en programas de formación, maestrías, doctorados; programa de capacitación profesional en campo quiere decir llevar profesionistas mexicanos a la parte operativa; la celebración de acuerdo de licencias de uso de patentes y convenios de asistencia técnica y servicios de consultoría, prestación de servicios, obras y adquisición de bienes con empresas nacionales.

En cuanto a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, bueno, nos ha comunicado que el operador Lukoil Upstream México tiene el Sistema de Administración. Inició la conformación de su sistema y la Clave Única de Registro del Regulado. Se encuentran todo esto en evaluación. Adelante por favor. Aquí, si me lo permite Comisionado Presidente, daría la palabra a la licenciada en Economía Bertha Leonor Frías que nos hiciera el favor de explicarnos la parte de las inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante licenciada.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias. Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Al respecto el contratista propone un Programa de Inversiones total por 165 millones de dólares. Los 165 millones de dólares estarían distribuidos en un 73% básicamente en la perforación, de ambos pozos de los dos pozos que está proponiendo, y un 20% en general. De manera que ahí tendríamos la mayoría del Programa de Inversiones propuesto. La siguiente por favor.

Eso fue en cuanto al Programa de Inversiones. En cuanto al presupuesto, para 2018 propone un total de 8 millones de dólares distribuidos también entre perforación y general en estos primeros años, dadas las actividades propuestas y seguridad, salud y medio ambiente, dando un total de 86% más o menos en estas tres sub actividades. Para ambos casos, en el caso del Programa de Inversiones y en el caso del presupuesto, todas las actividades nos entran en rango. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De tal manera que del análisis que hicimos, el equipo realizó, podemos concluir que el presupuesto cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 12.1 del contrato en cuanto a que el presupuesto es congruente con las actividades propuestas en el programa, es razonable y cumple con los estándares de mejores prácticas de la industria dado que los costos nos entraron en rango y es consistente con los requisitos del contrato. Sería todo por nuestra parte. Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Adelante por favor. Bueno, como conclusiones en esta área, si bien se han perforado dos pozos, realmente estos pozos no fueron definitivos para tener éxito en ellos. Entonces de los dos prospectos que se tiene y además las oportunidades visualizadas, pues todas las actividades propuestas por el operador aceleraría el conocimiento geológico-petrolero obviamente de esta área. Sus actividades van encaminadas a evaluar estas oportunidades, a tener un portafolio de oportunidades y en su caso perforarían estas dos, cuando menos estos dos prospectos.

La aplicación de tecnologías y metodologías, la sísmica que están usando realmente es una sísmica de vanguardia. La estrategia exploratoria en términos genéricos de acuerdo a dónde se encuentra ahorita el área de evaluación del potencial, se considera que efectivamente podría reducir todo el riesgo y llegar en su caso a un descubrimiento en su caso comercial. Adelante por favor.

Bueno, por lo que este dictamen en el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas pues permitirían generar y acelerar el conocimiento como dijimos en esta área agregando y maximizando el valor de la misma. Por lo que sometemos a su consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el presupuesto anual presentado aquí por el contratista Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Doctora Comisionada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, yo nada más tengo una pregunta. En la propuesta están diciendo que se van a perforar dos pozos. O sea, en el presupuesto está considerado la perforación de dos pozos, en el presupuesto como nos lo están presentando. Sin embargo, en el cronograma nada más viene como actividad un pozo hasta el 2019. En el cronograma aquí está, hay otro, es la seis, sí. Está programado como actividad. La siguiente. Ahí, esta. O sea, como actividad tenemos hasta el 2020 y dice considerar actividades – como nota – dice contingentes a partir del 2020, estudió electromagnético y perforación de un prospecto adicional; pero no lo tenemos programado. Pero en el presupuesto sí. Hay una incongruencia, porque, o sea, como actividad no lo tenemos visualizado, pero en el presupuesto sí está contabilizado. ¿Ahí qué vamos a aprobar?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Si me permite doctora. Efectivamente hay esto que aparentemente es una inconsistencia. Lo que sucede es que, el operador al no tener hoy todavía certidumbre de en qué mes perforaría ese pozo en el 2021, no pudo programarlo en su cronograma, no nos lo puso específicamente como ese primer pozo. Sin embargo, ellos sí saben que en el 2021 llevaría a cabo esa perforación y por eso como en el Programa de Inversiones es anualizado sí lo pueden considerar completa la perforación en el Programa de Inversiones. Aquí en el cronograma no lo pusieron específico porque no saben en qué momento del 2021, si lo van a perforar al primer trimestre, segundo, tercero, lo que sea, lo pondría. Pero sí hay consistencia digamos en que está considerada la segunda perforación, solamente que no tienen todavía la precisión. Como es dependiente del primer pozo, eso es lo único, esa es la explicación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin embargo, está según unas láminas anteriores dice que el segundo prospecto está supeditado al éxito comercial del primero. Entonces no hay seguridad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El compromiso mínimo de trabajo marca 33,500 como incremento en el Programa Mínimo. Eso está asociado a un solo prospecto. Entonces ese parece ser que para ellos es el prospecto del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Oeste. En caso de que se tenga éxito sí se irían como un prospecto adicional el Este.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Comisionada, si me permite. Quizás como lo hemos presentado en otros planes de otros operadores valdría la pena mencionar que el escenario base es el que cubre el compromiso de trabajo con las unidades del primer pozo y el segundo pozo, al estar supeditado al primero, estaría como un escenario contingente o incremental, al cual no se comprometen, pero está mencionado.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esto ya se ha presentado en ocasiones anteriores donde se presentan dos escenarios: un escenario base y un escenario contingente. Pero eso lleva a lo que dice la doctora que hay dos cronogramas, el base y el contingente, y hay dos presupuestos, el base y el contingente. Está perfecto, no hay ninguna cosa rara, no más en términos de que seamos estandarizados para poder después calcular cuál es el presupuesto comprometido, porque en realidad el comprometido va a ser el primero, el base. Entonces está perfecto, no más yo sugeriría que pusiéramos de esa manera: escenario base, escenario contingente, presupuesto base, presupuesto contingente. Y ya sabemos exactamente.

Y eso me lleva a mi pregunta, que yo me metí en otra cosa. ¿Cómo sucede el proceso de que nos van a avisar de que están tomando la decisión de seguir adelante con un escenario contingente? O sea, ¿cómo viene el aviso para nosotros estar enterados y qué elementos tiene ese aviso? Por ejemplo, nos dan una justificación o sencillamente nos dicen esto es comercial y vamos a hacerlo. O sea, cuál es el elemento – no sé cómo llamarlo – de seguimiento de si se van a mover al escenario contingente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno. Cuando nos solicitan la autorización del primer pozo, obviamente nosotros le damos seguimiento a la autorización una vez que se perfora. Cuando termina el pozo nos tienen que decir o cuando descubren, cuando hacen un descubrimiento, un aviso descubrimiento. Ahí tenemos el primer punto en cuanto a que nosotros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estamos enterados de eso. Después si ese descubrimiento, si en este sentido nos dicen que fue exitoso, prácticamente podemos decir que se va a perforar el otro pozo. O sea, aquí hay una condicionante, solamente si es exitoso comercialmente el primero se irían con el segundo. No sé si con esto respondemos la pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver abogado y luego voy con el doctor Comisionado Néstor Martínez.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias. De hecho, como ya lo hemos hecho en ocasiones anteriores y así esta presentado para justo unos planes posteriores, pudiéramos establecer en la resolución que nos den un aviso respecto del éxito exploratorio del primer pozo y en su caso del pasar al segundo escenario, ya que entiendo que así lo presentó igualmente el operador petrolero. No estaremos modificando el plan presentado. Lo único que estamos diciendo es cómo la CNH se va a dar por enterada de pasar al siguiente escenario y nosotros ya estaríamos en este momento aprobando escenario 1 y escenario 2 para no modificar el plan y el programa y el presupuesto.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Esto es un Contrato de Producción Compartida, por eso es que quisiera que nos platicaran un poco más qué pasa con ese 40% que son generales. La licenciada Ana Bertha, o Bertha perdón, Bertha Frías, nos planteó un desglose de costos y lo que resalta es que 40% del total de los costos del Primer Programa de Trabajo es general. ¿Qué significa general? ¿Qué actividades son las que están involucradas?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Básicamente lo que manifestó el contratista es que va a hacer las actividades de administración del proyecto. Va a hacer evaluaciones técnico-económicas respecto igual al proyecto y va a recopilar información. Es básicamente las actividades que él detalla al respecto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. ¿Entonces son cuestiones que tienen que ver con ingeniería o?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Básicamente administrativas y de proyecciones, no tal cual actividades petroleras.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Y eso representa el 40% del total del presupuesto.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Para el primer año, para el primer presupuesto, sí, para el presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y ustedes cómo lo compararon para aprobar que 40% es lo adecuado?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- En este caso lo que hicimos, la metodología que nosotros ocupamos nos permite hacer comparaciones sobre todo con otros contratistas que ya hemos tenido la aprobación de estas actividades aquí en la Comisión. En dos de los casos así fue, en la administración y en las evaluaciones técnico-económicas lo comparamos con lo que han sometido y han aprobado en Órgano de Gobierno. Y lo de la recopilación de información lo consultamos con áreas de la Comisión para tener el contexto de que efectivamente están dentro de un costo de mercado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- De qué Comisionado.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.52.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.52.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.002/18

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado Contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Acosta, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.52.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.003/18

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, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado Contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Nuevamente les vamos a presentar brevemente lo que fue en primer lugar un análisis del plan presentado por el operador, el Primer Programa de Trabajo y el presupuesto asociado a esta área, a las actividades de esta área presentado por el operador Eni México. Adelante por favor. Bueno, el fundamento legal pues es el mismo. Si me lo permiten, me lo voy a saltar. Adelante por favor.

Bueno, esta área es más o menos similar, es un área que está en evaluación del potencial petrolero. El objetivo del plan pues evaluar el área mediante la interpretación de datos sísmicos y además estudios geológicos que vamos a ver a detalle y la perforación cuando menos de dos pozos exploratorios. El Programa de Trabajo comprometido es el Programa Mínimo, es de 2,700 unidades, y hay un incremento en el Programa Mínimo de 75,400 unidades asociadas precisamente a esos dos pozos exploratorios que se perforarían. En total son 78,100 unidades de trabajo. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El área contractual la ven en color rojo, es aproximadamente 590 km². Igualmente está en un tirante de agua entre 150 a 550 metros aproximadamente, áreas de aguas someras, y se localiza en la provincia petrolera Cuencas del Sureste frente al Estado de Tabasco. Y bueno, como antecedentes exploratorios, bueno, se ha adquirido sísmica, se ha procesado sísmica, hay varios estudios exploratorios y se ha perforado un pozo, el pozo Cox-1 que ven ustedes dentro del área contractual. Este pozo fue invadido de agua salada en los objetivos de Mioceno y el Plioceno, es decir, no fue exitoso. Adelante por favor.

En cuanto al programa de actividades se dividió en tres principalmente. Los estudios exploratorios básicamente están divididos en estudios geológicos regionales, estudios asociados a la perforación, la estimación volumétrica y estudios geoquímicos. Esto lleva todo el 2018, 2019, 2020 y prácticamente todo el 2021 hasta el primer trimestre del 2022. Las actividades geofísicas en color verde es el análisis de AVO, reprocesamiento sísmico de 1,190 km², la interpretación de horizontes, la interpretación sísmica, atributos sísmicos para identificar cuerpos sedimentarios porque son trampas combinadas estratigráficas y estructurales, y estudios de riesgo somero. Y por último la perforación de prospectos que ustedes ven al final, uno denominado Ixchel y otro Yatzil. Ahorita vamos a ver, ahí los ponemos nada más en primero uno y después el otro. Vamos a ver cuáles son los escenarios que propone el operador y un tercero que es llamado Ehecatl-1. Adelante por favor.

En cuanto a la adquisición sísmica y procesamiento sísmico, es un cubo sísmico 3D NAZ y el operador obtiene a través de la compra sísmica de este cubo que es denominado Campeche South re-imaging de 591 km². El reprocesado sísmico de 1,190 km² y un análisis AVO. Los principales estudios exploratorios como decíamos es el sistema petrolero, tienen que determinar si el sistema petrolero está trabajando; la interpretación regional de los horizontes: los estudios de sedimentología, estratigrafía estructural y geo presiones para la eficiencia del sello y las presiones de formación para el diseño de los pozos. Adelante por favor.

En cuanto a los prospectos exploratorios, comentábamos hay dos principalmente: Ixchel y Yatzil, que ahí están en color rojo. Estos van al Mioceno Inferior, ambos son verticales, no más que hay una diferencia en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profundidad de acuerdo al horizonte. Uno va, el Ixchel-1 va a 2,800 metros y el Yatzil-1 programado a 4,300. Y además tienen una oportunidad exploratoria Ehecatl, que es una oportunidad que todavía no la tienen tampoco bien madurada y para eso van a hacer los estudios. Adelante por favor.

Y estos son el escenario base. Aquí sí me gustaría decirles el escenario base está dividido en dos partes. Sin embargo, básicamente es primero uno y después el otro y al revés, ¿no? El segundo es el primero. Entonces este escenario va a depender de los estudios y decidir qué prospecto se perfora primero. Y en el escenario incremental es la perforación ya sea del primero Ixchel, Yatzil y el último Ehecatl. En todos los escenarios está contemplado ambos pozos y el último como el escenario incremental el Ehecatl. Esto es importante porque vamos a ver en el presupuesto cómo está distribuido estos escenarios. Adelante por favor.

El Programa Mínimo de Trabajo obligado por el contratista a cumplir son 78,100 unidades, de las cuales 75,400 está asociado a un programa, a un incremento en el Programa Mínimo. Entonces si el contratista logra hacer todas esas actividades que vemos ahí, tendría aproximadamente 88,000 unidades en total, las cuales cumpliría perfectamente el Programa Mínimo de Trabajo comprometido bajo contrato. Adelante por favor.

Los programas asociados de la misma manera por parte de la Secretaría de Economía tenemos opinión favorable tanto en el cumplimiento de contenido nacional como el de transferencia tecnológica. Y en cuanto a transferencia tecnológica está la capacitación, esta tabla indica la capacitación en universidades, cursos de maestrías, seminarios y proyectos de investigación y aquí están más o menos las fechas en la cual ellos harían todas estas actividades del Programa de Transferencia de Tecnología.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Doctor, esos números qué significan cuando dicen 2, 1, 2. ¿Son los cursos o los seminarios?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. El número de maestrías, el número de seminarios efectivamente y el número de proyectos de investigación. Por ejemplo, en proyectos de investigación harían uno en 2019 y los seminarios serían dos cada año a partir del 2018 al 2022.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Quizás nada más ahí lo que hay que subrayar es que estamos hablando de personal mexicano que va y toma esos cursos, esos seminarios, esas maestrías.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Así es, correcto. En cuanto a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, pues nos comunicó que asignó al operador Eni la Clave Única de Registro y, bueno, que tiene su Sistema de Administración. Adelante por favor.

Es el Primer Programa de Trabajo propuesto por el operador representado de manera simultánea con el Plan de Exploración conforme a la cláusula 10.2 del contrato y conforme a los requisitos previstos en el anexo 7 de los lineamientos. Viene dividido en sus actividades. En cuanto en la parte general el Comisionado doctor Néstor nos preguntaba en el caso del plan anterior, en este caso son evaluaciones técnico-económicas como el primer rubro y después la administración, gestión de actividades y gastos del proyecto en forma genérica. Y aquí sí viene la descripción de cada una de estas tareas, ¿verdad? Dice la evaluación y validación técnica y económica, los costos de estructura, los consumibles, los servicios y costos de oficina, asesorías, auditorías, otros servicios y seguros.

En cuanto a la geofísica, la adquisición sísmica tanto de 2D, 3D y 4D y el reprocesado y procesado e interpretación de los datos sísmicos. En geología viene dividido en dos rubros, básicamente estudios regionales y estudios geológicos a detalle como modelos sedimentológicos, estratigráficos, estructurales. Y la perforación de pozos, la preparación de áreas, el servicio de soporte, el suministro y materiales para la perforación de ellos. Y por último el rubro de referente a seguridad, salud y medio ambiente, el estudio de impacto ambiental y por último la prevención y detección de incendios y fugas de gas. Es decir, tenemos la tarea y las descripciones de las tareas en este Programa de Trabajo. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Igualmente, si me lo permiten Comisionados pasaría la palabra a la licenciada en Economía Bertha Leonor para que nos explicara el Programa de Inversiones y los escenarios que se tienen.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias doctor. Comisionada, Comisionados, de nuevo. Como comentaba el doctor, el escenario que estamos denominando como base presentaría dos alternativas, que la única diferencia en las alternativas sería la cronología en la cual el contratista estaría perforando los dos pozos que propone. El global en cualquiera de los dos casos son 110 millones de dólares el propuesto y la distribución porcentual de las actividades en este caso sería más del 70% en cuanto a perforación de pozos y el 16% en general.

Ahora bien, en la alternativa incremental justo también es el mismo monto que propone el contratista de casi 169 millones de dólares y también la diferencia en este caso se ve solamente en cuanto a la cronología en la cual estarían perforando cualquiera de los dos pozos que estamos considerando para el escenario base. En este caso también la distribución porcentual del Programa de Inversiones en su mayoría se dedica a la perforación de pozos en más del 70%. Gracias. La que sigue.

En cuanto al presupuesto, el presupuesto para el primer año para 2018 es de 14.5 millones de dólares. En este caso el presupuesto es exactamente el mismo para cualquiera de los escenarios que estamos proponiendo, cualquiera de las dos alternativas y bajo cualquiera de los dos escenarios es exactamente el mismo presupuesto. Como dijimos, 14.5 millones de dólares, el cual casi el 40% le llevamos en perforación de pozos y la siguiente sub actividad con mayor importancia es general con el 25%. En este sentido queríamos comentar que en todos los casos los costos a nivel sub actividad entran en rango y de nuestra parte sería. La siguiente.

En este sentido, podríamos concluir después del análisis que realizó el equipo que igualmente en este caso el presupuesto cumple con los requisitos establecidos con la cláusula 12.1 del contrato dado que es congruente el presupuesto con el Programa de Trabajo propuesto, es razonable y cumple con las mejores prácticas de la industria puesto que los costos presentados entran en rango respecto a las referencias que nosotros construimos y es congruente respecto a los requisitos del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrato puesto que fue presentado en los plazos y da cumplimiento a las características del mismo contrato. Sería todo de nuestra parte doctor, gracias. Ah, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, aquí tengo una pregunta nada más en relación con el presupuesto. En el caso de Lukoil la compra de datos sísmicos los traemos en la sub actividad de general y acá traemos adquisición sísmica en geofísica. ¿Es esa la distribución que hacen los lineamientos?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si, no, esa es la distribución que propone el contratista. Nosotros, como comentaba un poco el doctor, este formato que trae Hacienda, el catálogo de Hacienda es una propuesta que le hacemos el contratista para que en base a eso nosotros podamos realizar el análisis. Pero finalmente el contratista los distribuye donde él considera que tendrían que ir. De todas maneras, nosotros en ese sentido lo que hemos tratado de hacer es de que nos den el mayor desglose al respecto como para poder hacer las comparaciones en su caso hasta el nivel adonde podemos, a nivel tarea, a nivel sub tarea, a nivel sub actividad, como para poder realizar la comparación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Nada más quisiera dejar el comentario que estas variaciones en la conformación de las sub actividades nos pueden provocar a futuro que no sean comparables, porque de repente traemos sísmica en administración y por eso el otro proyecto estaba tan alto, derivado de la pregunta inclusive que hizo el Comisionado Martínez, y en esta la adquisición la traemos en la sub actividad de geofísica. Entonces yo nada más dejaría el comentario de nos concentremos a ver cómo resolvemos esto, porque si no, no vamos a poder comparar este proyecto contra proyecto en el rubro de sub actividad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, tiene razón Comisionado. De hecho, en el anterior era 40% precisamente por eso, por la compra de la sísmica y efectivamente tendríamos que ver la forma de que, aunque el operador lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ponga en términos generales, poderlo bajar a la parte sísmica. No sé si eso lo podemos hacer nosotros.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Parece que allá tienen la opinión legal.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Únicamente hacer una precisión, por lo que me corrija el área técnica si estoy en un error. En el caso de Lukoil era compra de dato y en este caso es adquisición sísmica, o sea, ya van a ir por el dato a campo. Entonces la adquisición sísmica *per se* se entiende de acuerdo al catálogo y a nuestros lineamientos a sí ir a campo por el dato. Y en los términos, en el apartado general, es porque solo no la tienen como física.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Son actividades distintas.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Son actividades distintas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, sí, sí. De hecho, por eso decía que, si era derivado de nuestros lineamientos, que son nuestros lineamientos lo que tienen esta inconsistencia o es de cómo lo presenta el operador. Sea cual sea, habrá que analizarlo con el propósito de que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para ver cuál es la mejor forma de clasificación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto, de lo que materialmente es geofísica pues venga en la subactividad de geofísica. Creo yo, es solo una observación, digo, que podemos ver ahora que estamos revisando varios lineamientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro. Comisionado doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Pues aprovechando la pregunta del presupuesto, llama la atención que la parte de geología más el presupuesto de geofísica, los dos presupuestos para... Ahí están indicados en la gráfica, 4% para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geofísica, 5% para geología, son menores que las actividades generales. Y bueno, pues repito es un Contrato de Producción Compartida. Seguramente que hicieron los análisis y me gustaría que enfatizaran un poquito más nuevamente por qué hay la posibilidad de que esto sea congruente. Que uno pensaría que la parte general debe tener costos menores, pero seguramente hay algo por ahí que no estoy viendo yo directamente en la gráfica.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si, en este caso el contratista lo que propone es igual. Los gastos en general son gastos básicamente de administración y gestión del proyecto, del contrato tal cual. Y además tiene costos por evaluaciones económicas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hablan de seguros. Hubo una lámina anterior que el doctor Faustino estaba comentando donde había un desglose. ¿Qué es eso de los seguros? ¿Qué tanto afectan el porcentaje del 10%? A lo mejor es algo que no estamos viendo. Me gustaría que pudieran enfatizar un poquito más en eso.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Perdón Comisionado, no entiendo el 10%.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay una lámina anterior. El 10% es general y hay una lámina en donde el doctor Faustino planteó un desglose de lo que significaba lo general, está ahí. Entonces dice que lo general ahí están todos los rubros, evaluación y validación técnico-económica, costos de estructuras, varios más y al final viene seguros. Si uno revisa esa definición pues parece que son cuestiones administrativas, costos de estructura, consumibles, costos de la oficina, otros servicios y seguros. Y todo eso representa el 10% del primer presupuesto. Y mi punto es que representa más que geología y geofísica juntas.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces ese 10% cómo está constituido, a lo mejor y no sé qué seguros sean. A lo mejor son seguros que la normatividad solicita.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Son los seguros que la normatividad les exige de alguna manera.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cuáles son esos seguros?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Son los seguros que les exige de alguna manera la Agencia de Seguridad que deben de contratar. Es básicamente sobre esos seguros sobre los que nos estamos manifestando, porque son los únicos seguros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Secretaria Ejecutiva, ¿nos complementa? Disculpe.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. La normatividad de la ASEA exige los seguros para la operación, de materiales y pues eso es básicamente lo que está conceptualizando el operador.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces regresando al punto de que los rubros a veces no están en la posición adecuada o no son tan fácilmente identificables lógicamente, a lo mejor seguros debería estar en seguridad, salud y medio ambiente. Habría que revisar en general, no estoy proponiendo específicamente esto, pero habría que ver dónde están ubicando todas las cosas para que – como dice el Comisionado Acosta – puedan ser comparables, ¿no? Y tener una visión de por qué un operador plantea 40%, otro plantea 10% y pues como que en un análisis muy por encima se podría ver que están operando en forma diferente o que estamos teniendo criterios diferentes.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Comisionado, en ese sentido lo que le podríamos comentar es justo lo que habíamos dicho anteriormente en cuanto a que no tenemos, no existe alguna normativa que exija cómo lo tendría que clasificar cada contratista.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sin embargo, aunque aprobamos a nivel siempre sub actividad, los análisis cuando es posible lo hacemos a nivel tarea o sub tarea. Entonces los comparativos que llegamos a hacer no es sub actividad contra sub actividad, sino es si es seguros lo llegamos a comparar respecto a seguros, si es evaluaciones técnicas, lo que evaluamos en cuanto a evaluaciones técnicas y con eso estamos tratando de salvar esta cuestión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.52.004/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.52.005/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.005/18

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, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Acosta, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.52.006/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado Eni México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.006/18

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

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

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes otra vez Comisionados. Bueno, esto es una presentación ejecutiva. Esta área es muy similar al área anterior, esta es el área 10. Entonces pasamos a la siguiente por favor, la siguiente.

Esta área está en los términos de la cadena de valor en la evaluación del potencial petrolero, pero podría llegar hasta la incorporación de reservas. El objetivo del Plan de Exploración es evaluar los recursos que hay en esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

área, madurar los prospectos exploratorios que ya se han identificado y alguno que otro que lo tienen nada más visualizado para finalmente confirmar la presencia de acumulaciones de hidrocarburos en esta área. El Programa de Trabajo está conformado por 2,400 unidades de trabajo del Programa Mínimo y 58,400 unidades el incremento en el Programa Mínimo que consiste en la perforación de dos prospectos exploratorios y posiblemente hasta un tercero. Tenemos aquí también un escenario que podemos decir es un escenario base con dos prospectos y un incremental con un tercero. El total de unidades o 60,800 unidades que está comprometido por contrato el operador. Adelante por favor.

Esta área se ubica igualmente en el área de las Cuencas del sureste. En rojo vemos el área contractual de una superficie de 532 km². Lo que ustedes están viendo en color gris de una vez lo definimos es un cubo sísmico 3D. Y bueno, en estos como antecedente esta sísmica existe, el proceso también y cubre completamente el 100% del área contractual. También tienen todos los datos del paquete de la Ronda 2.1 y dentro de esta área contractual a diferencia de la anterior es que no exista ningún pozo. Adelante por favor.

El cronograma de actividades está dividido en tres principales rubros. Los estudios exploratorios son todos los estudios regionales que abarcan desde 2018 hasta prácticamente el primer trimestre de 2022. Estudios asociados a la perforación, estudios de volumetría y geoquímicos que abarcarían desde el 18 hasta el 21. Las actividades geofísicas sería el análisis AVO, el reprocesamiento sísmico, la interpretación regional de los horizontes principales, la interpretación de cuerpos sedimentarios con atributos sísmicos, la inversión sísmica y el riesgo somero. Y aquí traen la perforación les decía de dos prospectos, a ver si los pronuncio bien, esto es Maya: Sáasken es el primero, Sáasil es el segundo y hay un tercero que se llama Siina'an. Poco complicado estos nombres.

Entonces en cuanto a adquisición y procesamiento sísmico decíamos, bueno, los estudios exploratorios programados es la compra de sísmica 3D NAZ que ustedes están viendo ahí aproximadamente de 533 km, el reproceso sísmico de 1,190 y análisis AVO de 533. Lo que se está señalando en amarillo es básicamente el buffet que se le dio para la interpretación sísmica. Los estudios ya los dijimos principalmente de sistemas petroleros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

van hacia un análisis también sedimentológico, estudios de geología estructural obviamente, a ver también la eficiencia de fallas y los estudios de geo presión y presión de formación para el diseño de pozos. Adelante por favor.

Estos son los tres prospectos que les mencionaba. El Sáasken-1 y el Sáasil-1 serían los que se perforarían, van con un objetivo de Plioceno Inferior y Mioceno Superior. Las profundidades varían en 3,600 y 4,500 m y un tercero de ser posible, que lo toma como un escenario incremental, sería el Siina'an-1, que también va al Mioceno Superior Medio e Inferior. Adelante por favor.

Los escenarios base e incremental son muy similares al plan anterior. Básicamente estarían perforando en el escenario base 1 Sáasken y el Sáasil. Depende primero de qué escenario tomarían. En el escenario incremental se perforaría el Siina'an-1 y el otro escenario es perforar el Sáasken-1, el Siina'an-1 y el Sáasil-1 como escenario incremental. Adelante por favor.

En cuanto los recursos prospectivos, bueno, esto es una lámina que se puso aquí nada más para ver que los recursos prospectivos a incorporar posiblemente varían entre 168 para el Sáasken, 141 para el Sáasil y 340 para el Siina'an. El mayor en millones de barriles de petróleo equivalente es el tercero, el tercer prospecto a perforar. Adelante.

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo, decíamos que hay un compromiso de 60,800 unidades a cumplir. Las actividades que ustedes están viendo en esta tabla la primera parte está lo relacionado a la parte sísmica de adquisición y procesado e interpretación de la misma, así como la evaluación de los recursos prospectivos. La perforación de pozos exploratorios serían primero el Sáasken-1, después la perforación del pozo exploratorio Sáasken-2 y el último el Siina'an-1. Esos pozos exploratorios lo tienen ahí ven las unidades de trabajo son la mayoría y que se cumplirían aproximadamente en caso de que el operador cumpliera con todas las actividades de 93,000 unidades para el escenario base 2 y para el escenario base 1 97,000. En ambos casos cumpliría con el total de las unidades del Programa Mínimo. Adelante por favor.

En cuanto a los programas asociados, la Secretaría de Economía igual en esta área contractual nos dio la opinión favorable respecto al Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cumplimiento de Contenido Nacional y de Transferencia Tecnológica. Están proponiendo en cuanto a transferencia tecnológica pues maestrías, seminarios y proyectos de investigación obviamente también tomando en cuenta que todo esto es a nivel nacional. Y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, el Sistema de Administración asignó al operador Eni México la Clave Única de Registro y nos comunica que tiene el Sistema de Administración adecuado. Adelante.

En cuanto al Primer Programa de Trabajo, aquí está bastante desglosado la descripción. Igualmente, que, en el plan anterior, en términos de la subactividad petrolera general involucran la evaluación técnico-económica, son los mismos rubros que le habíamos visto anteriormente. En cuanto la geofísica es la adquisición sísmica y el reprocesado principalmente. En cuanto a la geología toda la parte de modelos geológicos, sedimentológicos, estratigráficos, generación y maduración de los prospectos, estudio de geo presiones, etc. Y la perforación de pozos tenemos tres rubros, la preparación de las áreas, el servicio de soporte y el suministro y materiales. Por último, el rubro de la sub actividad petrolera de seguridad y salud y medio ambiente, donde pone las tareas de estudio de impacto ambiental y la prevención, detección de incendios y fuga de gas igualmente que en el plan anterior. Si me lo permite Comisionado Presidente, Comisionados, pasaría otra vez la palabra le licenciada en economía Bertha Leonor para que nos explique el Programa de Inversión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante licenciada.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- En este caso tenemos un escenario base. Digamos que hay un escenario base y hay dos alternativas, en virtud de que en el escenario base podría perforar seguramente el pozo Sáasken y la disyuntiva sería entre los pozos Sáasil o Siina'an. Entonces la primera alternativa es la que presentamos ahorita con el escenario base, adonde perforaría los pozos Sáasken y Sáasil con 124 millones en total. En este caso el escenario incremental, dada esta alternativa uno, sería en total de 168 millones y estaría perforando en este caso el contratista los tres pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí me gustaría solamente señalar que, dado lo que ha comentado el doctor Monroy, el escenario incremental en las dos alternativas siempre sería el mismo porque estarían perforando los tres pozos. La distribución del escenario base en esta primera alternativa sería el 73% en perforación de pozos respecto a los dos pozos y un 14% en general. En cuanto al escenario incremental, también aproximadamente el 70% de la propuesta viene a perforación de pozos. La siguiente por favor.

Ahora bien, respecto a la segunda alternativa en la cual estaría perforando el contratista el pozo Sáasken y Siina'an, tendríamos que el escenario base tendría un total de 111 millones de dólares y el escenario incremental, como habíamos comentado, 168 millones de dólares. En ambos casos de nuevo la perforación de pozos es la sub actividad que más porcentaje de inversión tendría con aproximada el 70%.

Ahora bien, en cuanto al presupuesto en este caso estamos evaluando 15.4 millones para el primer presupuesto. También perforación de pozos lleva más de la tercera parte con el 36% y general, igual que en el caso anterior sería la siguiente sub actividad en cuanto al porcentaje. Aquí lo que nos gustaría comentar es lo que habíamos comentado anteriormente. El presupuesto es exactamente el mismo para cualquiera de los escenarios que estaríamos propuestos por el contratista y en estos casos igualmente todos los costos entran dentro de los rangos de costos que nosotros hemos establecido. De tal manera que podríamos concluir que en este caso igualmente el presupuesto cumple con lo establecido en la cláusula 12.1 del contrato dado que el presupuesto presentado es congruente con el Plan de Exploración y con el Primer Programa de Trabajo que están proponiendo. Resulta razonable puesto que el presupuesto y las inversiones asociadas permitirían llevar a cabo las actividades propuestas, están dentro de los rangos de referencia, por lo que estaríamos dando cumplimiento a que se engloban dentro de las mejores prácticas de la industria y están cumpliendo respecto a los compromisos y requisitos establecidos en el contrato. Sería todo por nuestra parte, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias licenciada.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. La siguiente por favor. Bueno, como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conclusión, en esta área recuerden no hay pozos, entonces en primer lugar esos dos pozos que se perforarían el Sáasken y el Sáasil son pozos que van al Terciario, son pozos someros relativamente. Se perforarían rápidamente después de todos los análisis de la información que se tiene y pues acelerarían el conocimiento geológico petrolero de esta área. La parte de estrategia exploratoria como tal la vemos coherente y reduciría el riesgo geológico en esta área contractual y tendríamos evaluado el potencial petrolero. En su caso de que estos dos prospectos o uno de ellos tenga algún éxito, pues se incorporarían los recursos en esta área. De las actividades previstas en el plan, pues el proyecto en total de 97,174 unidades en el escenario base 1 y 92,934 unidades para el escenario base dos, lo cual cualquiera de los dos cumpliría el Programa Mínimo de Trabajo y el incremento en el Programa Mínimo. Adelante por favor. Por lo cual, Comisionados, el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable. Entonces está a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos el Programa Mínimo de Trabajo y el programa que están entregando, vemos que hay una diferencia enorme. El Programa Mínimo de Trabajo es relativamente pues bastante: 2,400. Y lo que ellos están proponiendo es pues 60,000, 58,000. Entonces acá, pero bueno, mi punto es yo sé que está en el contrato, yo sé que están cumpliendo el contrato, está todo correcto. La pregunta es si no estaremos teniendo programas muy bajos, los mínimos con un número muy bajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El Programa Mínimo es de 2,400 efectivamente, nada más que hay un incremento en el Programa Mínimo por los pozos que se van a perforar en 58,000. Pero sí, el total son 60,800 y cumplirían ellos 97,000.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, entiendo que ya están cumpliendo, entiendo que ya está en el contrato, entiendo que todo está perfecto en las convocatorias. Me pregunto si no estaremos poniendo Programas Mínimos muy bajos. Ese era mi comentario.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, viendo esto y no nomás en este plan, sino en varios, creo que sí tiene razón. Estamos poniendo a lo mejor Programas Mínimos de Trabajo muy bajos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pero recuerden que esto es algo que se resuelve en la subasta. O sea, hay un mínimo, pero es parte de la subasta. Esto se resuelve en el entorno de la licitación en donde las empresas compiten por regalía y por compromiso de inversión. Entonces a través de ese mecanismo hay áreas en donde el compromiso de inversión es más elevado porque así lo amerita la prospectiva del área y hay otros donde es menor porque la prospectiva de distinta o el riesgo es mayor. Pero entonces algo que se resuelve en la subasta. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, nada más para clarificar. Efectivamente en el contrato, o sea, en la convocatoria como como Programa Mínimo era 2,400 unidades de trabajo y en la licitación como bien lo comenta el Comisionado Presidente esta área fue subastada con 60,800 unidades de trabajo. O sea, el contrato quedó con 60,800 unidades de trabajo. Y ahorita en este caso del plan el contratista trae en un escenario base de 92,000 a 97,000 unidades de trabajo. Y es como base, todavía trae planes incrementales, ¿no? Entonces digamos como bien lo comenta el Comisionado Presidente pues la subasta habla para cada una de las áreas.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.52.007/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.007/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.52.008/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L., para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.008/18

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, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.52.009/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado Eni México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.009/18

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, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

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.- Doctor Monroy, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Buenas tardes otra vez. Este dictamen del Plan de Exploración se pone a consideración de ustedes. Voy a hacerlo un poco más ejecutivo. El área está considerada igual como un área de evaluación del potencial petrolero, sin embargo, aquí sí hay pozos que se perforaron, no exitosos todos vamos a verlo, pero entonces podríamos ver que el área realmente podría estar en incorporación de reservas. Sin embargo, este es un plan curiosamente en el cual el Programa de Trabajo en las unidades de trabajo mínimos son mínimos y realmente vamos a ver que el escenario base de exploración que está proponiendo el contratista es para cubrir estas unidades de trabajo, sin embargo, mantiene un prospecto que posiblemente podría perforar en el escenario incremental, lo cual aumentaría obviamente el valor a esta área. Adelante por favor.

Entonces se localiza geográficamente también en aguas someras de 50 a 300 metros, con un área aproximada de 466 km² en la Cuenca del Sureste.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y aquí están los antecedentes exploratorios que ustedes están viendo, la adquisición y procesamiento de información sísmica. Toda la parte que ustedes ven de color verde ese es un cubo sísmico Bolol Norte de Balche Xulum 3D y se han hecho varios estudios exploratorios porque ya hay pozos, los están viendo ustedes aquí. Y esta perforación de pozos es desde 1983 hasta el más reciente 2007. Estos pozos Achach-1, Achach-1A y el Xulum-101 fueron taponados por accidente mecánico, es decir, no llegaron a su objetivo. Entonces esos cinco, tres no llegaron a sus objetivos y uno, el Xulum-1, salió improductivo por columna geológica imprevista. Y solamente el Xulum-101A fue productor de aceite pesado no comercial, aproximadamente 16 grados API de este aceite. Adelante por favor.

En cuanto al cronograma de actividades, está dividido en tres principales rubros. Los estudios exploratorios son muy similares los programas que presenta el operador Eni. Los estudios asociados a la perforación, la estimación volumétrica y los estudios geoquímicos. Las actividades geofísicas, que es análisis, aquí se diferencia por análisis de fracturas, un reprocesado sísmico, interpretación regional de horizontes y la inversión sísmica para el 2018 y parte del 2019 y la perforación en su caso en un escenario hasta el 2021 de un prospecto llamado Balaknak. Adelante por favor.

Entonces en cuanto a los estudios, las actividades propuestas, los estudios exploratorios, se ubicarían en esta área de un retroceso sísmico con buffer que está en color achurado verde/amarillo. La adquisición es una compra de sísmica de 3D, es un 3D NAZ PSDM y reprocesado sísmico sería 945 km². Adelante por favor.

Esta es la propuesta de perforación de prospectos. En cuanto al escenario base decíamos pues no hay ahorita, no tienen visualizado ellos todavía un prospecto y no perforarían estos prospectos, solamente todos aquellos estudios, harían todos los estudios. Y en el escenario incremental sí, en el escenario incremental el prospecto Balaknak iría al Cretácico Medio con una profundidad aproximada de 5,500 metros y un recurso aproximado de 113 para incorporar millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adelante por favor.

Con respecto al Programa Mínimo de Trabajo, el compromiso bajo contrato es de 4,700 unidades durante el periodo inicial de exploración y de cumplir



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estas actividades que ustedes están viendo en esta tabla – la compra de sísmica 3D, la interpretación sísmica, la evaluación de plays, el modelo estático, gravimetría y magnetometría – cubrirían aproximadamente 4,794 unidades. Es decir, con esas actividades a desarrollar cubrirían el Programa Mínimo de Trabajo comprometido bajo contrato. Adelante por favor.

De igual manera los programas asociados tanto en la parte de cumplimiento de contenido nacional como el de transferencia tecnológica, la Secretaría de Economía nos dio la opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento e igualmente es lo mismo que está proponiendo Eni, seminarios, maestrías y proyectos de investigación. Y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente también en cuanto al Sistema de Administración nos dio a conocer que la solicitud de registro de conformación de su sistema y de la Clave Única de Registro ingresó el 29 de julio. Adelante por favor.

En cuanto al Primer Programa de Trabajo propuesto por el operador Eni, lo vemos aquí desglosado en tres principales rubros. De geofísica, donde vienen cuatro tareas, la evaluación técnico-económica, la adquisición sísmica 2D y 3D, otra vez el pre-procesado, el procesado y la interpretación de los datos sísmicos y levantamientos magneto métricos, adquisición y procesado e interpretación. Este último para análisis de fracturas. En este caso yo añadiría, bueno, análisis posiblemente de fallas. La geología, estudios geológicos a detalle, estudios de geología estructural, reconstrucción estructurales, estudios sedimentológicos y generación y maduración de los prospectos visualizados. Y por último la sub actividad de seguridad y salud y medio ambiente, con el estudio de impacto ambiental. Adelante por favor. Ok. De igual manera pasaría si me lo permiten darle la palabra a la licenciada en Economía Bertha Leonor para que nos hiciera el favor de explicarnos el Programa de Inversión.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias doctor, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias. En



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

este caso en el escenario base, como comentaba el doctor Monroy, el contratista no propone realizar alguna perforación en el área contractual. Entonces en este caso el global del Programa de Inversiones es por un total de 17 millones de dólares. Dado que no hay una perforación, la sub actividad general es la que tiene mayor porcentaje con el 54% y geofísica y geología con más del 30%. En el escenario incremental, dado que estaría perforando el pozo Balaknak el contratista, los 88 millones que propone como Programa de Inversión global se va casi el 60% en cuanto a perforación y general llega al 18%. La siguiente por favor.

El presupuesto en este sentido para el año que es congruente con respecto al Programa de Trabajo, en este caso es de 7.5 millones de dólares y como en ninguno de los casos estaría perforando, igual mayor sub actividad en la que se distribuye este monto es en general con un poco más del 40%, seguido de seguridad, salud y medio ambiente. En este sentido lo que queríamos comentar es que también en este caso todos los costos propuestos entran dentro de los rangos de referencia que se construyen y por lo tanto volvemos a dar cumplimiento a la cláusula 12.1 del contrato. Muchas gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Nada más quisiera hacer notar, digo, ya sin necesidad de aclaración, pero hacer notar. Aquí traemos un mismo operador que en una sub actividad nos pone la compra de datos sísmico que ya vimos que es diferente a la adquisición. Aquí nos la pone en geofísica, y como veíamos en el otro proyecto nos lo ponía es sub actividad general. Entonces a eso yo pues me refería de homologar estos criterios para que las sub actividades pudieran ser comparables.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que estén igualmente clasificadas. Gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estaba aquí, perdóneme la conversación lateral. ¿Quién estructura esto, o sea, de quién depende donde lo ponen? O sea, ¿dónde está – no sé cómo llamarle – el catálogo? Porque yo entendía que la Secretaría de Hacienda era la que determinaba. Lo que no estoy seguro es si determina hasta el siguiente nivel, hasta la parte de tareas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, nuestros lineamientos de planes en su anexo 7 establece la clasificación de tareas, perdón, de actividad, subactividad y tareas. Yo entendería que el operador debería de cumplir con esa clasificación que nuestros lineamientos establecen, por eso lo que yo pido es que vayamos a analizar para ver si efectivamente lo estamos haciendo de esta manera. Es una cuestión meramente administrativa, pero que en el futuro nos va a poder servir para hacer comparables las sub actividades, porque la información que estamos aprobando se está tomando como récord para después.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para futuros planes.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente, para futuros planes y que puedan decirnos si estos están en rango o no. Ahorita la salvedad que tenemos y lo que entiendo es que, aún como lo estén clasificando de forma distinta, se está analizando a nivel tarea y eso es lo que nos salva, pero lo ideal sería pues que pudiéramos comparar rubro por rubro. Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, tomamos nota para que esto esté clasificado de manera homogénea. Le pido abogado Joshua Gamboa que nos ayude a revisar de que tengamos homogeneidad en ese registro por favor. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si. El catálogo que pusimos en nuestros lineamientos es con base a los lineamientos que emitió la Secretaría de Hacienda. Entonces es igualito. Lo que sí podemos hacer aquí en la CNH es lo que comenta el Comisionado Acosta que, si detectamos que una actividad debería de ir, una tarea debería ir en una subactividad, hay que instruirlo para el tema del control nada más. Entonces mantener consistencia donde sea compra lo ponemos en administración, donde sea



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adquisición lo ponemos en geofísica y ya, pero sí le tenemos que nosotros decir al operador. En el total del presupuesto no va a afectar, pero sí debe quedar bien clasificado independientemente de que nosotros le demos seguimiento a nivel tarea. Pero yo creo, contestando un poco lo que comenta el doctor Moreira, eso lo podemos hacer nosotros, lo podemos definir nosotros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo. Y exigir que tenga la clasificación que se establezca.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo quise decir más bonito, pero sí es exigir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así debe ser, sí, exigirlo. Muchas gracias Comisionado Franco, Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Es con respecto al contenido nacional y transferencia de tecnología. Los tres últimos casos son Eni, ¿no? Sólo Eni, Citla, etc. Hay que darle un seguimiento puntual y además son iguales, ¿no? Una maestría, tres seminarios, no sé. Hay que revisar que esas maestrías, que esos seminarios, que esas capacitaciones sean de temas que México no es fuerte. O sea, no podríamos estar pensando en que, si somos muy fuertes en sedimentología, por ejemplo, que no lo sé, pudiera decir las de ingeniería petrolera, que no vinieran a darnos ese tipo de cursos, ese tipo de especialidades. Eso es Secretaría de Economía, pero creo que nosotros como CNH tenemos que estar muy pendientes a ver cómo apoyamos para esto sea realmente eficiente para México.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, tenemos comunicación con la Secretaría de Economía efectivamente. Personalmente el doctor Héctor Márquez nos ha solicitado este apoyo. Estamos en esa línea, hemos creo yo que ahorita ya tenemos visualizado con todos los proyectos que lleva el doctor Moreira, que lleva usted doctor Néstor, lo que hemos también analizado del taller



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del IMP, donde ya tenemos básicamente un análisis de cuáles son las prioridades y cuáles son la fortaleza primero de lo que se tiene en México y lo que hace falta. Es decir, por cada uno de los rubros ingeniería petrolera, geología, geofísica, si se tiene detectado y yo creo que estos programas deberían ir enfocados como usted dice perfectamente algo en el cual estemos débiles o tecnología nueva completamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, finalmente que las erogaciones como son iguales para los tres proyectos o para más posibles, que no se dupliquen en cada uno de los proyectos, sino que sean proporcionales a cada aportación. En otras palabras, si hay tres proyectos que tienen una especialidad y la especialidad es la misma pues se tendrá que repartir el costo en los tres, no en uno, no repetirlo tres veces.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro. Y, ahora bien, lo que también hemos platicado con la Secretaría de Economía es proponer a los operadores, como Eni que tiene varias áreas contractuales, hacer un proyecto integral realmente de capacitación y transferencia tecnológica como un proyecto a entregar y no disgregado, que yo creo que agregaría mucho más valor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.52.010/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY



ACUERDO CNH.E.52.010/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.52.011/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.011/18

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, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.52.012/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.52.012/18

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, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado Eni México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

- II.5 Contrato CNH-R01-L01-A7/2015. Operador Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V.**
- a) Programa de Evaluación**
 - b) Modificación al Plan de Exploración**
 - c) Modificación al Programa de Trabajo 2018**
 - d) Modificación al Presupuesto 2018.**



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 Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes 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.- Director, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Muchas gracias. Muy buenas tardes a todos. Bueno, traemos aquí varias presentaciones para el tema de este operador Talos Energy Offshore México 7. Primero pasaremos por el dictamen del Programa de Evaluación para someterlo a su consideración. Adelante por favor.

El fundamento legal que tenemos para esta presentación del Programa de Evaluación pues está basado en la Ley de Órganos Reguladores, en el Reglamento Interno de la Comisión, por supuesto en los lineamientos y el propio contrato que da vida a esta área contractual. La que sigue por favor.

Entonces para recordar nada más esta área contractual número 7 se encuentra en aguas someras del Golfo de México en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste. Corresponde con la provincia geológica Salinas del Istmo y ya se han llevado a cabo algunas actividades exploratorias por supuesto. Se llevó a cabo adquisición y procesamiento de información sísmica, los estudios exploratorios que dieron como resultado la perforación del pozo exploratorio Zama-1SON, que fue productor de aceite en esta zona y que está quizá no se vea muy bien en la figura porque está en el borde, pero está aquí en este borde hacia arriba y a la derecha del área contractual. La siguiente por favor.

Esta área, particularmente en esta sección, ya se encuentra en la etapa de caracterización y delimitación. Recordemos es un Programa de Evaluación, entonces tenemos como un objetivo de este programa pues claramente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

identificar los contactos de agua-aceite que se proponen, delinear la estructura geológica que se descubrió y caracterizar el yacimiento mediante la adquisición de las muestras de fluidos que se van a tomar y obtener nueva información como parte de las operaciones que se van a llevar a cabo. También se realizarán algunos estudios exploratorios, seis en particular, y se plantea perforar dos pozos adicionales y en cada uno de esos pozos hacer un site track, otra trayectoria sobre el mismo conductor. Se planea también la adquisición de nueva sísmica y por supuesto hacer la caracterización y delimitación de esta zona en donde se tuvo el descubrimiento de Zama. Por favor la siguiente.

Ahora bien, en relación con lo que pide el contrato, particularmente en las cláusulas 5.2 que se evalúe el descubrimiento cuando este se materializa, pues entonces el contratista nos presenta la información en donde observamos que este descubrimiento al estar en el borde del área contractual es muy probable que exceda los límites de la misma. Por lo tanto, es la información que nos presenta. Se infiere entonces que esta estructura va más allá del área contractual, por lo que el área que está contigua es una asignación de Pemex que es la AE-0005 y tiene un nombre más largo por supuesto. Entonces el operador y el asignatario ya sometieron a consideración de la Secretaría de Energía el acuerdo de unificación preliminar, mismo que ya fue aprobado y se celebró un acuerdo de unificación preliminar entre los operadores, Pemex por un lado en su asignación, Talos en el lado del contrato que estamos observando ahora.

Ahora bien, respecto a los datos que tenemos de esta área contractual o de este descubrimiento en particular, estimamos un área aproximada de 45 km², quisimos ponerle aquí un cuadrado sobre la zona del descubrimiento para estimar esta área que es aproximada. El pozo que descubrió este yacimiento o esta zona es el Zama-1SON que se perforó en 2017 en julio. Llegó a una profundidad de poco más de 3,000 metros y el descubrimiento fue en el Mioceno Superior. El aceite es cercano a los 30 grados API y la presión del yacimiento ahí pueden ver los datos un poco más de 6,500 psi. Este yacimiento se encuentra en una formación de arenas del Mioceno Superior. Es una estructura anticlinal afallada y tiene un cierre contra falla particularmente en la zona oriental y hacia el suroeste. No se identificó el contacto agua-aceite con la perforación del pozo exploratorio y por eso es que en las actividades de evaluación se está considerando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

justamente como un objetivo de estas actividades llegar a ese contacto agua-aceite. La siguiente por favor.

Entonces como parte de las actividades de evaluación que decíamos hace un momento, están los estudios exploratorios que ya les decía son seis estudios, la adquisición y el reprocesamiento de información sísmica que se hará durante 2018 y 2019. Los pozos que se perforarían uno en 2018, otro en 2019. Los site track o las otras perforaciones que salen del mismo conductor se harían en 2019 y la caracterización y delimitación como parte de estas actividades se harían también hacia 2019. Entonces el Programa de Evaluación, estos estudios exploratorios que se va a hacer tienen objetivos geoquímicos, estratigráficos, geológicos a detalle y la adquisición y el procesado de información sísmica que hemos dicho se refiere al modelo que nos va a dar una mejor idea de la estructura geológicamente hablando. Y la perforación de estos pozos con sus trayectorias que decíamos el Zama-2 y el Zama-3 que tendrán otras dos trayectorias con sus site tracks y la caracterización de los fluidos con la información que se tome directamente de las perforaciones de los pozos y una prueba de producción que está considerada también dentro de las actividades. La siguiente por favor.

Entonces tenemos la perforación de estos dos pozos como aparece aquí. Primero, el Zama-2, que tiene una trayectoria direccional y esa trayectoria direccional justamente lo que intenta es cortar el contacto agua-aceite a una profundidad total de 4,267 metros desarrollados. Este pozos Zama-2 tendrá una trayectoria vertical también que es el site track en donde se espera hacer la prueba de producción con un DST. Luego se hará el Zama-3 hacia el sur de la estructura. Perdónenme, el Zama-2 me regreso tantito está aquí en la parte norte, el Zama-3 está en la parte sur. El Zama-1 está justo en medio de los dos que fue el descubridor. Este Zama-3 también tendrá una trayectoria vertical originalmente y en ese se esperaría que se pueda hacer una prueba de producción contingente si es que no se puede realizar en el primer pozo y después tendría un prospecto contingente, es decir, ese site track que saldría de este mismo pozo. Este sería por supuesto un site track desviado y tendría una profundidad de 3,600 metros donde también se estaría buscando cortar toda la columna y llegar al contacto agua-aceite. Entonces estas son las operaciones o las actividades que el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contratista está proponiendo para que se haga la evaluación de su descubrimiento que tuvo con el pozo Zama-1. La siguiente por favor.

Viéndolo en un cronograma de las actividades que hemos referido, pues están los estudios exploratorios que ya decíamos, la adquisición y el procesamiento de la información sísmica. Y la perforación de los pozos exploratorios aquí me quiero tomar un minuto para explicar. El contratista presenta una opción de perforación, una opción en donde perfora el Zama-2 la primera etapa, se mueva con la plataforma a perforar el Zama-3 para la primera etapa y después regrese a seguir perforando el Zama-2. La otra opción es que lo haga en serie y perfore el Zama-2, luego su site track y luego el Zama-3 y su site track. Entonces esta es una opción operativa que presentó el operador y que por supuesto en el momento en el que esté haciendo ya la autorización de los pozos exploratorios tendrá que definir con precisión cuál de las dos. En el Plan quedan plasmadas ambas como opciones operativas que estaría realizando. La siguiente por favor. También por supuesto hicimos este...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director, un momento. Comisionado Franco por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. No sé ingeniero si nos puedes platicar un poco sobre ¿cómo se va a ejecutar la prueba de producción?.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- La prueba de producción tiene un periodo de flujo y de cierre de 24 horas. En este periodo de flujo y de cierre se está planeando que haya un estimado entre 8 y 24 horas, que haya este tiempo de apertura y los incrementos de presión se espera que sean hasta de 36 horas. Por lo tanto, el flujo máximo que ellos están pensando tener es de 72 horas de flujo y 108 horas de incremento para las tres zonas que están proponiendo. Con esto ellos estarían obteniendo aproximadamente unos 20,000 barriles, entre 20,000 y 40,000 barriles, y, de acuerdo con las disposiciones administrativas que se tiene respecto del aprovechamiento de gas, el gas se estaría enviando a la atmósfera.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y el aceite?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- El aceite se espera que se almacene en un FPSO.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, va a ser aprovechado ese aceite.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exacto, ese aceite es provechado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa es la última propuesta que quedó.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Esa es la última propuesta que está documentada en el plan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perfecto, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, les comentaba hicimos las correspondientes consultas con la Secretaría de Economía y con la Agencia de Seguridad y Protección al Medio Ambiente respecto del contenido nacional, Programa de Transferencia Tecnológica. En particular la transferencia tecnológica nos dice el operador que tendrá – la siguiente por favor para ver el detalle de transferencia tecnológica –, tendrá algunas actividades de catálogo de capacitaciones junto con la empresa que le va a ayudar en la perforación para incorporar y capacitar al personal mexicano. También, para que ese personal mexicano planifique y ejecute operaciones en la fase del jeteo y capacitación del personal mexicano en el uso y mantenimiento de tecnología y equipos. También presenta una colaboración con instituciones mexicanas de enseñanza superior, con becas de apoyo para algunos posgrados en Estados Unidos, aporte económico en universidades locales y apoyo académico vía la organización e implementación de seminarios. Esto es lo que a grandes rasgos nos presenta el operador y que la Secretaría de Economía pues le dará estricto cumplimiento, como bien decían aquí, con el apoyo que demos desde la Comisión. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, si me lo permiten, le cedo la palabra a la Directora General Adjunta, la licenciada Bertha Leonor, para que nos explique un poco del Programa de Inversiones de este Programa de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante licenciada.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias Comisionado. En este caso les presentamos el Programa de Inversión que propone el contratista para desarrollar las actividades del Programa de Evaluación. Propone un total de 324 millones, casi 325 millones de dólares. En este caso casi el 90% de esos 324 millones van a perforación de pozos y a la sub actividad de pruebas de producción. En este sentido, el contratista en este caso estaría dando cumplimiento. Todos los costos de igual manera entran dentro de los rangos que establecimos a nivel sub actividad y, por lo tanto, podríamos concluir que el contratista da cumplimiento a lo establecido en la cláusula 11.1 del contrato en este caso; respecto a la congruencia con el Programa de Trabajo, respecto a que se enmarcaría en las mejores prácticas de la industria dado que entra dentro de los rangos establecidos para el análisis y es congruente con los requisitos establecidos en el propio contrato. Sería todo por nuestra parte. Gracias.

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, entonces nada más para concluir, nosotros vemos que con las actividades que está presentando el contratista en este Programa de Evaluación pues están por supuesto enfocadas y orientadas a la evaluación y la caracterización y delimitación de este yacimiento, por lo que observamos que esa estrategia es correcta. La aplicación de las técnicas y las metodologías que está presentando pues también son adecuadas con la etapa de la cadena de valor en la que nos encontramos, que ya es la final de la exploratoria. Y, que la perforación de los pozos delimitadores y las trayectorias que está pensando llevar a cabo el operador, pues le van a permitir tener un buen conocimiento de una evaluación del área o del descubrimiento dentro de su área contractual. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY



Y finalmente entonces dado que nosotros observamos que el Programa de Evaluación se advierte técnicamente viable, sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación del Programa de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A7/2015 del operador Talos Energy Offshore México, S. de R.L. de C.V.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Nada más una pregunta. Comentaban que ya hay un acuerdo de unificación ya aprobado por SENER. ¿Cómo se manejaría esto de compartir la información? ¿Tienen que pedirle al Centro, hacer una solicitud, lo estamos poniendo en el dictamen señalando lo que tienen que hacer? ¿Cómo lo vamos a manejar?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- En la resolución que emite SENER ahí y por la normatividad que estableció este procedimiento, ahí queda claro que se pueden compartir información. En el dictamen nosotros expresaremos que deben hacer lo propio, sin embargo, sí debería haber un procedimiento para que vengan al Centro, porque actualmente la normativa del Centro pues no lo expresa, ¿no? Entonces sí debería haber un procedimiento donde le indiquemos o donde sí indique que tienen que venir por esa autorización.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces habría que hacer un ajuste en el dictamen, ¿no? Señalándoles el procedimiento con el cual pues vengan al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y se sepa que se están compartiendo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Néstor Martínez. Posteriormente doctora Comisionada.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Quiero resaltar el que en este caso el operador está buscando reducir costos y una forma es que al perforar los pozos perforan una primera etapa donde se utiliza base agua, lodos base agua. Y generalmente entonces hace el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cambio en la plataforma para tener el lodo base aceite que se va a utilizar para perforar toda la parte final. Entonces hay un procedimiento que es bien conocido a nivel internacional que algunas operadoras lo usan en el que perforan dos pozos. Primero uno con el lodo base agua y utilizan, dejan taponado temporalmente el pozo, pasan al otro pozo utilizando el mismo lodo base agua y entonces ya hacen el cambio al lodo base aceite para perforar los dos pozos. Uno primero y otro después. Eso significa ahorros de millones de dólares.

Esto está planteado aquí dentro de lo que nos comentaron y quiero de alguna forma hacer ver que es muy importante que este proceso de unificación se dé a la brevedad posible. Porque imaginen lo que está haciendo ahora es solamente caracterizando una parte del yacimiento, pero la parte alta la tienen Pemex. Entonces, si hubiera un acuerdo en estos momentos ya de una operación conjunta, posiblemente se hubieran podido perforar pozos hacia el otro lado utilizando esta posibilidad de utilizar lodo base agua para lanzar pozos hacia el otro lado. El comentario final es ojalá y puedan acelerar todo este proceso para maximizar el valor del yacimiento. No hay ningún comentario con respecto a que lo estén haciendo en una forma inadecuada. Lo están haciendo muy bien, hacen dos pozos y después a partir de esos dos pozos hacen los site tracks. ¿No? Entonces ya no requieren, el site track ya no requiere otra vez el base agua y los ahorros son importantes. No lo tengo aquí en la mente, pero son creo que 7 millones de dólares, ¿no? El ahorro. Entonces eso también se podría haber sumado a los ahorros si empezaron a delimitar la otra parte. Pero bueno, se hará en el momento que tengan el contrato de unificación, ¿no? Y que haya un operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES.- Bueno, yo tengo otro comentario, pero un poco para seguir. Lo que pasa es de que según los lineamientos de la Secretaría de Energía en este momento lo que se tiene que hacer es un preacuerdo de unificación dado que se presupone que hay una continuidad de yacimiento. Entonces en este el procedimiento lo que dice es de que lo que se tiene que hacer es de que del lado donde hay una posible continuidad se tendría que proceder a hacer un pozo y su posible



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también delimitación del yacimiento del lado en este caso de Petróleos Mexicanos. Y una vez que se confirme el límite del yacimiento de cada una de las partes, se procedería a firmar el convenio de unificación. Entonces ya con ese acuerdo de unificación ya se puede trabajar de una manera con un operador único y de una manera conjunta el área y el yacimiento. Entonces bueno, ese es uno comentario aparte.

Pero yo lo que quería manejar era, y preguntarles, es en esta parte con la prueba de producción que se programa, una o dos pruebas de producción, es necesario medir y es necesario hacer también el asunto del aprovechamiento de gas en dado caso que haya ahí gas. ¿Entonces hay algún punto de medición provisional que nos estén manifestando o cómo estaría este?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Si, el contratista manifestó para la cuestión del aprovechamiento de gas el gas será enviado a la atmósfera. Sin embargo, para la cuestión de medición sí hay un punto de medición establecido, es la plataforma Yaxche-A en donde será el punto de medición. Ahí es donde se tendrá, exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES.- Y bueno, ¿eso está dentro de la resolución? Para que se apruebe también.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Eso está dentro del dictamen, sí, exacto. Si, en la resolución también por supuesto.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Quisiera yo nada más precisa que estamos hablando ahorita de una posible aprobación del Programa de Evaluación del contratista, pero se manejó en la exposición el tema de la unificación. La doctora lo acaba de tocar. Yo quisiera nada más que nos hicieran el favor de distinguir muy bien en qué etapa está el tema de la unificación, porque es un asunto que ha estado digamos – ¿no? – reiteradamente en los medios a raíz del descubrimiento que en su momento reportó el operador. Y digamos porque la ley y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reglamento establecen que es la Secretaría de Energía en efecto la que instruye esta unificación, previo dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y por lo que entendí, no estamos todavía ahí.

Será ahí un preacuerdo, en su caso tendrá que venir el dictamen de la Comisión y después el acuerdo propiamente de unificación con todo el contenido jurídico que ya la ley y el reglamento establecen. Nada más quisiera que nos precisarán muy bien para distinguir el Programa de Evaluación en el que está ahorita el contratista para delimitar su descubrimiento versus el preacuerdo de unificación que ya presentaron a la Secretaría de Energía. Me parece importante, por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO. Gracias Comisionado Presidente. Comisionada, Comisionados, buen día. Si, simplemente para precisar el momento en el que estamos en cuanto a la unificación, es correcto lo que comentó la doctora y el Comisionado Pimentel. En este momento nos encontramos en el acuerdo preliminar, ¿no? Que es lo primero que dicen los lineamientos de la Secretaría de Energía que es ante quien se desahoga este procedimiento principalmente. También, como precisó el Comisionado Pimentel, existen ciertas interacciones formales en las que participamos, pero principalmente es un procedimiento que está en la Secretaría de Energía.

Después del acuerdo preliminar tendría que venir un aviso sobre el descubrimiento, eso lo hace el operador. Posteriormente se determina la existencia del yacimiento, ahí también hay un dictamen de la CNH. Después viene una instrucción de unificación como lo comentaba el Comisionado, eso también es de parte de SENER. Se presenta ya el acuerdo como tal de unificación y se aprueba el acuerdo igualmente previo dictamen para después producir una resolución de unificación. Entonces ese sería en grandes términos el procedimiento que se tiene que seguir para este proceso y, como comentó el Comisionado y reitero, hay ciertas interacciones formales en donde participamos a través de dictámenes, pero la mayoría está en el ámbito de la Secretaría de Energía.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, efectivamente que los lineamientos que tiene la Secretaría de Energía visualizaron esto de una forma genérica y bien se dice que el acuerdo preliminar presupone la continuidad. Y esto es genérico, o sea, son elementos para todos los posibles casos que se den en México.

Pero en este caso específico hay un porcentaje arriba del 90% que hay continuidad. Es más, la parte de Pemex es la parte más alta que seguramente tiene mejores condiciones de permeabilidad, de fluidos. Entonces el planteamiento que yo hacía es hay que seguir las reglas, ¿no? Hay que hacer un acuerdo preliminar y hay que seguir con el paso dos, con el paso tres. Pero ojalá y lo hagan rápido, o sea, porque de alguna forma al tener ya el operador definitivo que hagan el acuerdo esto va a permitir maximizar el valor y obvio hay que seguir el cómo está el planteamiento. Pero 90% o más de probabilidad la tienen sin ningún problema y se puede ver específicamente por la sísmica, el cómo está planteado la caracterización inicial. Ahora bueno, nadie puede asegurar al 100%, por eso dije 90%, no quise decir 99%, me cubrí un poquito, pero ahí está. Es un caso especial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Director.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Quisiera hacer una precisión justamente que me apuntan y utilicé un mal un término que el gas se envía a la atmósfera. El gas se quema y está previsto en nuestros lineamientos. Exacto, por ser necesaria una prueba de producción está permitido entonces, porque había sido impreciso ahí entonces.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría justamente hacer una precisión, porque decía yo que la medición va a ser en una plataforma. La medición se hace también *in situ*, porque una prueba



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de presión requiere medición *in situ*. Además, va a haber otra medición allá como se dijo, pero es una precisión importante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nada más para comentar acerca de qué tanto se va a mover rápido el operador. Ya tenemos en la solicitud de la aprobación para perforar estos dos pozos aquí en la Comisión, oficialmente ya está.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si no tienen inconveniente, procedo con la lectura de la propuesta del acuerdo respecto del Programa de Evaluación. ¿O ya expusieron?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes el doctor... Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos precisarlo, creo que está claro, pero a lo mejor habría que decirlo expresamente. Esta área contractual continua al área de asignación de Pemex se licitó en la Ronda 1.1 y hay que decir que Pemex no tenía registro de ningún descubrimiento en su área de asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De hecho, no ha perforado, que es algo que está pendiente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No ha perforado. Quien tuvo el descubrimiento en su área contractual fue el operador, el contratista. Y aparentemente dice aquí el doctor Martínez 90% de posibilidades ese yacimiento se extiende más allá de su área contractual y cae en el área de asignación de Pemex. Pero creo que vale la pena ser muy puntual de que cuando se licitó esta área contractual no había reporte de ningún descubrimiento en el área contractual, en el área de asignación de Pemex que es contigua al área contractual que nos ocupa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No sólo reporte, no existe. A la fecha no existe pozo exploratorio y no había pozo exploratorio en toda esa región y parte de todo este procedimiento es que Pemex perforo dentro de su área de asignación, lo cual no ha ocurrido. Nos ha comunicado Pemex que presumiblemente, todavía no ingresa la solicitud de perforación, pero presumiblemente podrá ser en diciembre. Entonces será el primer pozo de Petróleos Mexicanos en esa zona. ¿No? Entonces sí, ciertamente el pozo del operador fue el primer pozo, el descubridor, pero por su ubicación todo apunta – como señala el doctor Néstor Martínez – que el yacimiento se extiende al área de Petróleos Mexicanos. Pero bueno, habrá que esperar también el pozo exploratorio de Pemex para confirmarlo. ¿No? Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría enfatizar un poquito más por qué digo 90% o 99%. Los pozos están perforados en el límite.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Están muy cerca de la frontera.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Están en el límite. Están en el límite entre uno y otro. Cuando uno hace una prueba de producción hay un radio de drene y el radio de drene pues no solamente fue de la parte de Talos, también fue de la parte de Pemex. Entonces eso ya asegura que de aquel lado también hay. Por eso es que hago esta aseveración del 90% o 99%. Las pruebas de producción, la sísmica, pero bueno, pues tendrán que perforar su pozo y todo lo demás para tener la certidumbre de cuánto volumen tienen en esa parte. Pero de que existe, la continuidad existe. Si hubiera un límite ahí físico, la prueba de presión habría dicho aquí hay un límite a un metro, ¿no? Para allá ya no sigue el yacimiento. Y eso uno lo puede ver precisamente en el comportamiento de la prueba de producción, hay un cambio de pendientes, eso no se vio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias doctor. ¿Algún otro comentario? Secretaria, adelante por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Procederemos con los siguientes puntos del mismo asunto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Lo que vemos ahorita es Programa de Evaluación.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Continuamos con Plan de Exploración, posteriormente Programa de Trabajo y Presupuesto.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Muy bien. Entonces si recordamos esa área contractual, el área 7, deriva justamente de un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y como tal este descubrimiento del que platicábamos ahora que está en el Programa de Evaluación pues fue dentro de las actividades de exploración. Por lo tanto, ahora el contratista también somete a aprobación la modificación de su Plan de Exploración para seguir explorando el área contractual. Entonces si seguimos.

El fundamento legal pues cambia un poco respecto del anterior porque aquí hay otros supuestos normativos con la Ley de Hidrocarburos, la ley de Órganos Reguladores. Es simplemente una modificación del Plan de Exploración. Entonces la que sigue por favor.

Recordando nada más dónde está el área contractual, es justo la que platicábamos. Aquí ya no nos vamos a centrar en la parte del descubrimiento, sino ya en las actividades que se realizarán como parte de las actividades de exploración. Entonces los antecedentes son los mismos que acabamos de reflejar en la presentación anterior. Si podemos ir a la que sigue.

Aquí vamos a ver el objetivo de este Plan de Exploración pues cambia. El objetivo del Plan de Exploración es ir a un nuevo prospecto que se ha identificado que el contratista denomina Marte. Y este prospecto Marte es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

el que se intenta visualizar para saber si es también o puede llegar a ser un descubrimiento a través... Este descubrimiento se hizo a través de un procesado sísmico en el cual se obtiene una anomalía de amplitud y se identifica que está esa posibilidad. Se harán dos estudios exploratorios asociados a estas actividades. Se realizará también la adquisición y procesamiento sísmico y por supuesto la perforación del pozo que determine si aquí habrá éxito exploratorio o no. Es importante ver, y por eso es que vienen ligados estos temas, porque la perforación del prospecto Marte parte del pozo Zama-2 que también está considerado dentro del Programa de Evaluación. Entonces por eso es que para este Plan de Exploración solamente se considera la perforación de 488 metros adicionales sobre ese pozo Zama-2. No es todo el pozo el que se considera como exploratorio, si no nada más una profundización del pozo que se está autorizando o que se estaría autorizando en el Programa de Evaluación. Esa es la diferencia. La siguiente por favor.

Aquí ustedes pueden ver en la pantalla un poco lo que les mencionaba. La trayectoria del pozo Zama-2 es una trayectoria de un pozo, no es vertical sino es un pozo en una trayectoria desviada y la parte de la evaluación que veíamos hace un momento está en esta zona inferior. Sin embargo, la parte del prospecto Marte es más profunda. El prospecto Marte se espera encontrar hacia esta zona y es la que se va a probar. Entonces después de venir a hacer el pozo de evaluación en la zona de Zama, este pozo se profundizaría más o menos les decíamos unos 500 metros, 478 para ser específicos, para llegar a esta zona y probar este nuevo prospecto que es un prospecto diferente, adicional. Este prospecto se le asocia una probabilidad geológica de 54% y unos recursos alrededor de 110 millones de barriles de petróleo crudo equivalente sin riesgo. La que sigue por favor.

Las actividades que están considerados en este Plan de Exploración son darle continuidad operativa de las que ya venían realizándose que son las que ustedes ven aquí en amarillo. Estas actividades ya están aprobadas en el Plan de Exploración que se tiene vigente y las actividades a desarrollar son las que están aquí en este cronograma en gris a través de este Programa de Trabajo, que son simplemente los estudios petrográficos, los análisis de presión de poro, lo que decíamos de la sísmica que se va a realizar el modelo de iluminación, el estudio de inversión y la perforación del prospecto que llevará sólo unos días porque es solo la profundización



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del pozo Zama-2 y por supuesto la caracterización de yacimientos o el estudio que se haga derivado de estas actividades. Eso es lo que contempla el Plan de Exploración para finalizar las actividades de este año. La siguiente por favor.

Entonces como Programa Mínimo de Trabajo ya sabemos que este Plan de Exploración consideraba un compromiso de 72,600 unidades. Ya se llevaron a cabo las actividades exploratorias y con lo cual se determinó o se ha determinado que se han llevado a cabo algunas de estas operaciones que pueden ser acreditables como unidades de trabajo. Por lo que el contratista ya solicitó justamente que se le acrediten esas unidades y la Comisión mediante algún oficio de diciembre del año pasado ya dio la acreditación de esas unidades de trabajo para el cumplimiento de la fase exploratoria. Entonces eso es lo que tenemos respecto del Programa Mínimo de Trabajo. La siguiente por favor.

Como parte de los programas asociados para este Plan de Exploración, pues es la continuidad de las actividades exploratorias. Por lo tanto, también verificamos con la Secretaría de Economía que hubiera esta continuidad en cuanto al contenido nacional, al Programa de Transferencia Tecnológica y con la ASEA pues que continuará vigente su Sistema de Administración de Riesgo, lo cual todo se materializó. La que sigue por favor.

El Programa de Transferencia Tecnológica pues por supuesto también está orientado a la parte de perforación, que era lo que veíamos en el Programa de Evaluación. Eso es lo que presenta. Y un poco haciendo énfasis en los que mencionó el doctor Monroy hace un momento, se le ha pedido a los operadores que manden o que presentan Programas de Transferencia Tecnológica de manera integral y no nada más por secciones. Entonces por eso ustedes ven que es prácticamente la misma parte del Programa de Transferencia Tecnológica. La siguiente por favor. Respecto a la modificación del presupuesto, tenemos aquí estas actividades. Entonces o sé si me apoya por favor la licenciada Bertha Leonor por favor. Gracias.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Gracias, Comisionados. En esta lámina lo que les estamos presentando es la comparación del Programa de Inversiones que actualmente está vigente y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que está aprobado al operador, el cual es de 85.4 millones de dólares. Y el Programa de Inversiones modificado, una vez considerada la solicitud del contratista, ascendería a 98.3 millones de dólares. Esto hace una diferencia en dólares de 12.8 millones, es decir, el 15%. La siguiente por favor.

Esta, sí vemos ahora la distribución porcentual del Programa de Inversiones de la solicitud del contratista, vemos que en perforación de pozos se llevaría la mayor parte del porcentaje con un 77%. Si, Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si pueden regresar la lámina por favor. Este es el presupuesto para el Plan de Exploración, ¿no? Del área 7 donde se perforó Zama. ¿Cuándo nos costó Zama o cuánto le costó al operador Zama?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Él había propuesto un costo de 66.5 millones de dólares.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y cuánto le costó?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Ahorita le digo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, por el tema de comparación de costos que realiza el área de estadística. Ya tenemos ahí un dato real que puede cambiar, a lo mejor trae otro equipo, por condiciones a lo mejor de que cambie el precio.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí. De manera generalizada lo que hemos visto es que finalmente el monto ejecutado es menor al que está proponiendo dentro de los presupuestos. Si me da un segundo le digo. Me parece que son 45.8 millones, pero si me da un momento le corroboró Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, si, gracias. Si quieres aváncenle y ya después.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Ajá, y ahorita le corroboró el monto. Bueno, de nuestra parte en este sentido el análisis nos lleva a que estamos cumpliendo con los requisitos establecidos en las cláusulas 10.5 y 11.4 del contrato dado que el presupuesto es congruente con el Plan de Exploración, es razonable, es consistente con los requisitos del contrato y se enmarca en las mejores prácticas de la industria. Sería todo de nuestra parte, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Entonces respecto al Plan de Exploración para darle continuidad a las actividades exploratorias en esta área contractual, pues nosotros vemos que, de llevarse a cabo la totalidad de estas actividades, pues se podría comprobar la existencia de un yacimiento relacionado con lo que identifican ellos como el prospecto Marte. En el supuesto de materializar ese descubrimiento, también debería pasar entonces por la fase de evaluación. Y entonces vemos que esa estrategia exploratoria que están llevando a cabo permite reducir la incertidumbre geológica del área. Si llevaran a cabo estas actividades que está presentando ahorita como exploratorias, esto le permitiría sumar otras 16,616 unidades de trabajo al momento en que se acreditaran. Y bueno, entonces – la que sigue por favor – ya que nosotros vemos que es técnicamente viable esta modificación al Plan de Exploración, pues sometemos a este Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación de la modificación del correspondiente plan del contrato que nos ocupa de Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una pregunta. En el caso de la modificación que están proponiendo del Plan de Exploración, o sea, como que se está, bueno, va a ser el mismo pozo que está propuesto en el Plan de Evaluación que es el direccional que habían puesto Zama-2 para evaluar. Digamos, ¿operativamente cómo sería? ¿Cuál sería primero? ¿Irían a la profundidad total para ver el pozo, o sea el prospecto Marte, o estarían primero yéndose a evaluar el Zama?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No. De acuerdo con la secuencia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades que presenta el contratista, primero se haría la evaluación del descubrimiento Zama-2 y después se haría la profundización para explorar el prospecto Marte. Esa es la secuencia que presenta el operador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y lo harían con una, o sea, digamos, ¿sería como un pozo exploratorio? O sea, operativamente o administrativamente, ya no sé cómo decirlo, porque al final de cuentas para nosotros es un pozo exploratorio. Es un pozo exploratorio y la profundidad podría ser un pozo descubridor. Entonces como, porque yo creo que tiene que venir en nuestro dictamen ese punto de manera específica. Porque finalmente este, o sea, no sé ni cómo lo van a llamar, si es Marte o es Zama. Pero vamos a suponer que cuando llegue a Marte, o sea, el objetivo profundo, es necesario que para nosotros sea catalogado como un pozo exploratorio para que en caso de descubrir se notifique, etc., y que lleve todo un proceso de cuantificación de este pozo exploratorio. Pero como está en un pozo delimitador, o sea, ¿cómo lo consideran no sé si legalmente u operativamente? Para que quede en el dictamen, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Como quedó considerado en el dictamen es el pozo hasta la profundidad de la evaluación es un pozo delimitador y por lo tanto queda al amparo del Programa de Evaluación. En las actividades de exploración que tienen que ver con esta modificación del Plan de Exploración, está considerando pozo exploratorio con una profundidad de 488 metros. O sea, administrativamente solamente vamos a considerar un pozo exploratorio con esa profundidad; que parte de un pozo de evaluación; que por cuestiones operativas y de ahorro de costos le conviene al operador hacerlo. Por supuesto que tendrá que pasar por el procedimiento de avisarnos y tendremos que ver que sea un descubrimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De autorizarlo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, eso por supuesto, sí. Pero yo decía después ya que si es que llega al descubrimiento pues tendrá que materializarse, pero sí queda o al menos en nuestro dictamen tratamos de ser muy claros en ese sentido de que el pozo hasta la profundidad que va el Plan de Evaluación es un pozo que queda considerado en el Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Evaluación y solamente esta profundización de 488 metros en lo que se considera como un pozo exploratorio o como actividad exploratoria. Así es como lo estamos reflejando en el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, gracias.

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, continuaríamos entonces.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licenciada, sí, adelante.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Solamente le quería comentar al Comisionado Franco el costo que reporta el operador del Zama-1 fue de 52.8 efectivamente erogado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 52.8. ¿Y este pozo qué fue, vertical con site track o solamente vertical?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Fue un pozo, lo programó para 4,130 metros desarrollados y 4,100 verticales. Finalmente, hasta donde recuerdo fue como de 3,100 como finalmente lo perforó en la totalidad. Ahorita también le comento eso.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Fueron 3,177 metros verticales con una profundidad de 3,202 metros desarrollados. Es decir, no fue perfectamente vertical, pero...

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y nada más ese, no hubo site track, no hubo nada.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ese costó 52.8 millones de dólares. Este que va a hacer, ¿Cómo es su trayectoria? ¿Es vertical con site track o es vertical? ¿Cómo va a ser?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Este es un pozo direccional.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Direccional.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Y después tiene un site track cuya trayectoria es vertical.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Casi lo mismo. ¿Y a qué profundidad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- La profundidad.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Finalmente llega a 4,755.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 4,755. O sea, sí es más profundo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exacto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, eso es lo que quería verificar. Lo que yo recomendaría es ya empezar a poner los datos reales de lo que está pasando en nuestros contratos de aquí del Golfo de México para ir mejorando ese análisis de costos pues que hacemos aquí en la CNH, porque pues es fácil decir, bueno, va a costar 100 y no importa ya cuando nos presente las facturas y costó 50, ¡qué bueno! Pero tenemos que ir acotando realmente a cifras de las que ya vamos teniendo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Continuamos con la última presentación de este contrato, que es el del área 7 de la Ronda 1.1 de Talos. Y si ustedes recuerdan por ahí también los contratos establecen la obligación de que se presente la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto en estas fechas, ¿no? A más tardar el 30 de septiembre. Entonces también esta modificación está amparada pues por Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores, el Reglamento Interno, los lineamientos y justamente lo que les mencionaba de las cláusulas del contrato que piden que haya esta modificación del Programa de Trabajo y del presupuesto. La que sigue por favor.

Entonces en esta modificación el contratista está planteando algunos estudios que son adquisición y procesamiento de información sísmica, estudios exploratorios y la perforación de pozos. Pero esto es lo que ya se hizo, estos son los antecedentes de lo que ya sucedió y que justamente permitieron el contratista llegar a la perforación del pozo Zama-1SON y el posterior descubrimiento. Ahora bien, ahora sí en la siguiente.

El Programa de Trabajo vigente evaluado y aprobado que se tuvo planteaba justamente estas actividades, perdón, esta actividad petrolera como exploración con sus sub actividades que ya hemos estado platicando – general, geofísica, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías, seguridad, salud y medio ambiente – para desarrollar a lo largo de este año. En la que sigue por favor. Ahí vamos a ver la modificación que está presentando el contratista. La que sigue por favor.

Aquí vemos ahora la modificación que presenta. En estas mismas subactividades ellos están presentando lo que tenían como parte de las operaciones que estaban llevando a cabo en exploración o que están llevando a cabo en exploración y que estarían llevando a cabo en evaluación. Recordemos que el contrato establece solamente un Plan de Exploración y un Plan de Desarrollo para la Extracción, por lo tanto, en la modificación del programa se tienen que incluir las actividades de evaluación dentro de estas de exploración, porque no está la oportunidad de desagregarlo. Entonces por eso es que tenemos este cronograma o esta lista de actividades separada en las dos porque ya vimos que hay algunas actividades que van enfocadas sobre todo a la perforación de este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prospecto y respecto de la evaluación ya vimos que están las actividades enfocadas a la perforación de los dos pozos para evaluar el descubrimiento Zama. Entonces por eso es que están desagregadas aquí, pero vienen dentro de la misma modificación al Programa de Trabajo de este 2018. En la siguiente por favor. Y de nuevo si me apoya por favor la licenciada Bertha Leonor para dar la cuestión del presupuesto.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- En esta lámina lo que le estamos presentando es lo que tenemos como presupuestos aprobados en el caso de exploración versus la modificación que implicaría la modificación tanto de exploración como en el caso de evaluación. El presupuesto aprobado para este año para el 2018 en el caso de exploración suma 9.2 millones de dólares. La modificación que están proponiendo asciende a 14.4 millones de dólares en el caso de exploración y en el caso de evaluación a 81.4 millones de dólares. Eso en el total son los 95.9 millones que vemos en la columna adonde se establece la modificación. La diferencia son 86.6 millones de dólares. La siguiente por favor.

En este caso la descripción del presupuesto para el caso de exploración de los 14.4 millones se muestra en esta lámina y en esta la distribución porcentual del mismo lleva en 60%, en más del 60% en perforación de pozos. La siguiente por favor.

Ahora bien, en el caso de evaluación los 81 millones que comentábamos anteriormente se ven distribuidos en esta lámina. El 92% de la inversión propuesta en este caso para el 2018 se engloba en la sub actividad de perforación de pozos. Al respecto, en el caso del presupuesto también hicimos el ejercicio de comparación de rangos de referencia. Todos los costos entraron dentro de rango y de tal manera podríamos concluir que en su propuesta el contratista estaría dando cumplimiento a lo establecido en las cláusulas 10.5 y 11.4 del contrato. Y sería todo de nuestra parte. Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, para finalizar o para concluir mejor dicho con la modificación que presenta el contratista para estas actividades una vez que incluye ya las actividades de evaluación dentro de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

su Plan de Exploración, pues nosotros vemos que esta modificación pues cumple con lo establecido en el contrato, que se observa que las actividades inherentes al área contractual durante el periodo de 2018 que es el que se está modificando tanto en exploración como en evaluación, pues tienen como finalidad asegurar que las actividades se vayan realizando de la manera consistente y de acuerdo con lo que establece el contrato y pues también son acordes con las mejores prácticas y la normatividad aplicable. Por lo tanto – la que sigue – les proponemos o sometemos a su consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación del Programa de Trabajo 2018 correspondiente a este contrato que nos está ocupando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director. Colegas, está a su consideración. ¿Algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias. Sería incluyendo su presupuesto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exacto.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.52.013/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Zama-1Son, en relación al contrato CNH-R01-L01-A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.52.013/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X 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, y en las cláusulas 5.1, 5.2 y 5.4 del contrato CNH-R01-L01-A7/2015 el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V en relación con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.52.014/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V en relación con el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

ACUERDO CNH.E.52.014/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V en relación con el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

RESOLUCIÓN CNH.E.52.015/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2018 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R01-L01-A7/2017.

ACUERDO CNH.E.52.015/18

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, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 10.5 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2018 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V en relación con el citado contrato.

✍ Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.52.016/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2018, presentado Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., para el contrato CNH-R01-L01-A7/2017.

ACUERDO CNH.E.52.016/18

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, así como en las Cláusulas 11.1, 11.2 y 11.4 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2018, presentado Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V en relación con el citado contrato.

Después de la adopción del acuerdo, se hicieron algunos comentarios:

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Presidente, gracias. Bueno, en la sesión de hoy hemos discutido y se ha votado en cinco proyectos distintos Programas de Trabajo con su presupuesto asociado respecto del cual, respecto de este último, yo he votado en contra. Solamente para cumplir con la formalidad, manifiesto pues que he votado en contra y razonando mi voto en el sentido de que en mi consideración debe de estar a nivel de tarea adicional a subactividad y tarea. Perdón, sub actividad y actividad.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

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 Exploración.

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

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Me permito presentar la modificación del Plan de Evaluación del campo Ricos adelante por favor. En la cronología de actividades y eventos, en junio se presentó la modificación del Plan de Evaluación y solicitud de ampliación del periodo de evaluación. El 29 de junio esta Comisión previene sobre la información faltante a la vez de que se da cumplimiento al contenido nacional a través de la documentación que se envía a Secretaría de Economía y la parte de administración de riesgos a través de la ASEA. El 26 de julio se atiende la prevención emitida por esta Comisión y adicionalmente en los meses de agosto y septiembre se ingresan alcances de información por parte de la operadora.

Las características generales del área contractual 20 campo Ricos se encuentra ubicado en el Estado de Tamaulipas y tiene un área de 23.66 km². Es un Contrato de Licencia a favor de la operadora GS Oil and Gas, S.A.P.I. de C.V. No tiene restricciones en la profundidad para la extracción y el tipo de hidrocarburo es gas húmedo. Actualmente tiene 12 pozos: 6



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

productores y 6 cerrados con posibilidad. La producción del área contractual proviene de las formaciones Oligoceno Frío Marino y Oligoceno Frío No Marino, que en un momento describiré. La producción de gas actual de esta área es de 2.4 millones de pies cúbicos por día y también tiene condensados, 10 barriles actualmente por día.

Los objetivos del Plan de Evaluación son evaluar el potencial de producción de hidrocarburos en las formaciones que anteriormente mencioné: Oligoceno Frío Marino se encuentra a una profundidad de entre 2,136 a 4,985 y Oligoceno Frío No Marino entre los 1,637 y los 2,800 metros. Asimismo, el objetivo es mejorar las condiciones de producción de los pozos y continuar la revisión de los pozos actualmente inactivos para la toma de información necesaria y posible reactivación de estos pozos y ahorita menciono con qué actividades se va a realizar.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, se tiene previsto precisamente 23 reparaciones mayores, 48 reparaciones menores, dos análisis PVT en los pozos ahí mencionados y análisis de agua de formación. Los puntos en color naranja muestran los pozos productores y los rombos de color amarillo son los pozos cerrados. Entonces el campo Ricos tiene 12 mencionaba al inicio. El proyecto considera una inversión de 4.7 millones de dólares y gastos operativos por 3.3 millones de dólares para un total de 8 millones de dólares que más adelante detallaré.

Esta tabla muestra el comparativo mínimo de trabajo, donde el monto original aprobado fue de 5,880 unidades. Actualmente las actividades realizadas, que son cuatro reparaciones menores, un modelo estático y un modelo dinámico, suman un total de 2,200 unidades acreditadas en este periodo inicial de evaluación. Contractualmente el contratista debe cumplir, y es la nota al pie de la tabla, debe cumplir con 9,290 unidades, de las cuales si consideramos que se acreditaran las 2,200 pues quedarían 7,090 unidades por acreditar. Como podrán observar, del lado derecho de la tabla la propuesta de modificación incluye mucha más actividad.: 23 reparaciones mayores, las 48 menores y los análisis de PVT y de agua de formación, que en total darían 37,730 unidades de trabajo. Entonces, como podrán ver, esta contratista, esta operadora está haciendo actividades, está haciendo precisamente cumpliendo con la actividad prevista.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí vale la pena mencionar que una de las razones, y aquí se ha tratado, es qué es lo que retrasa, qué es lo que da pie a que no se cumpla lo previsto en el primer año y es que en este caso nuevamente el tema de permisos. No tanto el SASISOPA, que es ese consiguió más o menos en tiempo, pero ahora fue un tema más bien con SEDENA. SEDENA pide un permiso también para el manejo de explosivos y actualmente las condiciones aún son un poquito más estrictas porque pide que haya presencia de personal de la SEDENA durante los trabajos. Y, como podrán ver, pues es una cantidad importante de reparaciones mayores en las que está soportado la actividad de este campo.

Y con respecto al presupuesto, originalmente era de 4,250,568 dólares. El monto ejercido que tenemos identificado pues es casi de 3 millones de dólares y la propuesta de actividad que acabo de mencionar será para una inversión de 8 millones, un poquito más de 8 millones de dólares, distribuido principalmente pues en la parte de intervenciones a pozos que, como ya vimos anteriormente, pues incluye reparaciones mayores y menores principalmente. Solo como un dato, y siempre hacemos esta revisión, el costo estimado de una reparación mayor tomando en cuenta que hay profundidades, bueno, en los dos Oligocenos Frío Marino y No Marino, el costo promedio de una reparación mayor aquí es de 230,000 dólares, que es bastante razonable tomando también como referencia que los pozos a estas profundidades pues andan del orden de los 4 millones de dólares.

Con respecto al cronograma de actividades, esa es la distribución que propone el contratista tanto para la actividad de las mayores como las menores, el PVT y el análisis de agua de formación. Es importante señalar que pues básicamente son cambios de intervalo en el tema de las mayores y las reparaciones menores pues es una serie de actividades que va desde inducciones, estimulaciones, probar incluso con barras espumante y tubería capilar, etc. Hay alguna otra actividad que decidieron no comprometer en el Programa Mínimo de Trabajo, pero se menciona puesto que también tienen que hacer algunas pruebas: medición trifásica, mantenimiento correspondiente a su infraestructura, válvulas, etc.

Con respecto al perfil de producción de gas, recuerden que estamos hablando de un campo de gas húmedo, este es el perfil. Se muestra en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

etapa en la que se realizarán las reparaciones mayores y la etapa en la que se realizarán las reparaciones menores. Se espera tener un pico máximo, una vez que inicien esta actividad a los 5-6 meses, del orden de los 7 millones de pies cúbicos por día. Ese sería el pico y la barra en color rojo pues muestra la producción actual y la barra, el área en color rojo más claro, es precisamente la aportación de las reparaciones mayores y menores.

Y con respecto a los condensados, se espera alcanzar del orden de los 15 barriles, mantener ahorita la producción que se tiene e incrementar como resultado de la actividad en reparaciones mayores y menores hasta una producción acumulada en este periodo de casi los 5,000 barriles. Solo para acotar el tema del manejo de la producción, se considera una separación dentro del área contractual y en la Estación de Recolección Ricos se haría la primera separación, se manda a compresión y el gas se envía a la Estación de Recolección de Gas Reynosa, que es donde está la medición fiscal. Y en la parte de condensados, después de la separación dentro de la Estación de Recolección Ricos, se manda a tanques y los condensados son transportados por carro tanque a la Batería de Separación Monterrey que es donde está el punto de medición provisional para los condensados.

El alcance mínimo de actividades de evaluación son las que están escritas en la tabla. La actividad de evaluación incluyendo las pruebas y los estudios fueron presentados. El estimado detallado de costos, la propuesta de duración del periodo adicional de evaluación y el programa de ejecución de las actividades, principalmente la actividad sobre reparación mayor y menor.

Derivado entonces del análisis, consideramos que las actividades físicas propuestas por el contratista dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, incluso exceden en algunos casos, por lo que son congruentes con el objetivo y el alcance de la modificación propuesta. Actividades como las mayores, menores y los análisis de agua de formación y PVT se utilizarán para determinar el potencial de producción de hidrocarburos de las formaciones Oligoceno Frío Marino y Oligoceno No Marino. Ese sería el resumen. Comisionado ponente, si tiene algún comentario o alguna duda en relación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En realidad con este análisis pues ponemos a su consideración la aprobación de esta modificación al Plan de Evaluación, cuyas actividades pues ven son vastas como para evaluar esta área contractual.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo una pregunta. El estado de pozos plantea que hay 12 pozos: 6 productores y 6 cerrados. Pero por otro lado el Programa Mínimo de Trabajo plantea 23 reparaciones mayores y plantea 48 reparaciones menores. ¿Cómo es que se alinean estas cifras? Si una reparación mayor es un cambio de intervalo y si tenemos pues 6 pozos productores, 6 cerrados, son 12. ¿Esas 23 reparaciones mayores en qué tiempo se van a dar? ¿Se van a cambiar el intervalo, después lo evalúa, lo vuelven a cambiar en varios pozos? ¿Cómo es?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Hay una lámina ahí Gustavo si la puedes poner. Pero me voy adelantando un poco. Para cada pozo lo que van a hacer o para varios de estos pozos es un cambio de intervalo, irse a otra arena.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Reparación mayor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Reparación mayor. Algo que yo le comentaba al equipo cuando estábamos revisando esta presentación y este dictamen es que cada cuándo iban a cambiar de arena, ¿no? Porque si la disparaban, la producían, ¿cuánto duraba la producción? Duraba una semana y luego se iban el siguiente mes a repararla o cómo estaba.

La idea es que ahorita ellos quieren reparar esas arenas, obviamente dependiendo del potencial que les dé va a ser la duración de producción. La otra pregunta que surgió es si nada más hicieran una reparación en cada uno de estos pozos, porque sí les da muy buena producción y sería absurdo cambiarse de arenas sólo para cumplir con el trabajo mínimo, ¿te da para cumplir el trabajo mínimo? Y la respuesta y el análisis fue que sí, da casi 11,000 unidades de trabajo. Pero la filosofía que ahorita propone el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operador es probar esas arenas. Si ven del lado derecho de la pantalla dice arenas propuestas, objetivo 1, 2, 3, 4, 5. En cada uno de esos pozos quiere ir a probar esas áreas, ir a reparar y les ve potencial. Y acuérdense que esto es también evaluación, entonces va a ir, la va a disparar, la evalúa, pudiera quedarse en producción como el perfil que nos mostró nuestro titular, pero sirve también para evaluación. Mi preocupación era: oye, igual y no necesita hacer las cinco del primer pozo, pero dime si nada más hiciera una si cumple con el Programa de Trabajo y sí lo cumple perfectamente. Por eso es que salen muchas, ¿no? Pareciera que son muchos pozos cuando el estado de pozos pues no va a cambiar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro. Y quisiera considerar el primer pozo, el Ricos-1001. Ricos-1001 es un pozo que estaba en producción de acuerdo con la información que tenemos por aquí. El 1001 entonces el intervalo por el que está produciendo ya no satisface las condiciones de rentabilidad, porque es cuando se decide el hacer la reparación mayor, ¿no? Cuando ya el intervalo no está produciendo lo suficiente. Entonces me parece que eso es lo que está sucediendo, que ya no lo van a producir en el intervalo actual. Entonces si eso es así, al parecer así debería de ser, hacen una reparación mayor y se van a la OFM-15, ¿no? A ese intervalo. Y si el OFM-15 no funciona, se van a los siguientes; pero si no, se quedan con el OFM-15. Y si todos tuvieran esa situación, que ojalá así fuera porque eso quiere decir que tuvieron mucha suerte, de todas maneras, cumplen con el Programa Mínimo de Trabajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Solamente considerando que funcionara el objetivo 1 con las actividades que están previstas, se cumpliría el Programa Mínimo de Trabajo. Sin embargo, el Plan la propuesta es ir probando estos intervalos y complemento. OFM significa Oligoceno Frío Marino. Mencionaba al inicio que esta formación tiene una profundidad que va de los 2,136 a los 4,985. O sea, casi 3000 metros de profundidad. Entonces por eso se encuentran diferentes arenas que pueden ir probando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y la otra pregunta es con respecto a las reparaciones menores. Hay 48 reparaciones menores. Estos pozos tienen, se le tiene que dar mantenimiento para que la productividad se mantenga. Estas reparaciones ahí están ya. Esas reparaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fundamentalmente son limpieza, inducción mecánica. Por eso es que son tantas, ¿verdad? Hay solamente muy poquitas de estimulación: el Ricos-37, el Ricos-6. Pero generalmente así las contabilizan como reparaciones menores.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y de hecho algo que veíamos aquí es que aquí no se toman tantos núcleos, ¿no? Como en otros Planes de Evaluación en los que para cumplir con las unidades pareciera que se toman muchos núcleos, pero bueno, es otra manera de evaluar los campos. Allá es con núcleos, aquí es con pozos, con limpiezas, cómo reaccionan las formaciones, las arenas y eso pues tiene que dar una mejor información para posteriormente presentar un Plan de Desarrollo más integral, más holístico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un último comentario. Nosotros consideramos en nuestra normatividad unas unidades de trabajo para reparaciones menores y definitivamente los costos son diferentes dependiendo del tipo de obra tal y como está ahí planteado. O sea, no más estoy planteándolo, no estoy pidiendo que se haga ningún cambio ni mucho menos, pero no es lo mismo hacer una limpieza con tubería flexible que hacer una simulación. Pero bueno, esa es nuestra regulación, que se plantea por unidades de trabajo. ¿Verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, claro y además hay muchas condiciones. No es lo mismo en mar que en tierra. O sea, las condiciones sí podrían hacer un efecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En general, no de esto. No me estoy refiriendo a Ricos, estoy hablando desde el punto de vista general. Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Néstor muchas gracias, Comisionado Gaspar gracias. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.52.017/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

ACUERDO CNH.E.52.017/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., en relación con el citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 15:31 horas del día 25 de septiembre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

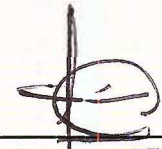
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaría Ejecutiva.



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



Alma América Porres Luna
Comisionada




Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



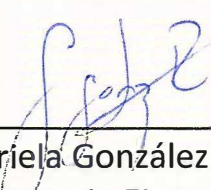
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaría Ejecutiva