



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:40 horas del día 24 de abril 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 Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández así como el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, con el objeto de celebrar la Vigésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0320/2018, de fecha 23 de abril de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

Órgano de Gobierno

Vigésima Cuarta Sesión Extraordinaria

24 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario designado para esta sesión, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AR-0522 Campo Moloacán.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A4.CPP/2016.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AR-0522 Campo Moloacán.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, en su calidad de Comisionado Ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Bueno, les voy a dar unos antecedentes del campo Moloacán. Este es un campo maduro, fue descubierto en los años 1940s por Pemex. En el año 1960 alcanzó un nivel de producción de 161 barriles por día y el pico de producción lo hizo en 1977 con 5,200 barriles. Este fue uno de los primeros campos que a nivel nacional se le incorporó un proceso de recuperación mejorada, se le inyectó vapor. En el año 2014, en el proceso de Ronda 0, el campo se asignó a Pemex y esta asignación se incluyó en la licitación tres de la Ronda 1. La licitación asignó a la empresa Canamex, quien propuso una regalía adicional de 85.69% y un Programa Mínimo de Trabajo adicional de cero. En esas fechas, cuando se le asignó el campo, tenía una producción de 600 barriles por día, tenía un factor de recuperación de 17.7% y una producción acumulada de casi 40 millones de barriles.

Los pozos fueron cerrados por la empresa Canamex, ya que no llegaron a un acuerdo con Pemex para las cuestiones de comercialización. El 28 de julio de 2017 Canamex presenta una renuncia con carácter de irrevocable a la totalidad del área contractual. Ellos argumentan inviabilidad económica para cumplir con el contrato. Este campo es importante comentar que está incluido dentro del proceso de licitación 3.2, condicionado a la terminación del contrato actual. Esta Ronda 3.2 fue anunciada el 25 de enero del año en curso y se tiene planteado que la presentación de propuestas se lleve a efecto el 25 de julio del presente.

Debido a todo este proceso, la SENER nos solicita opinión técnica para el otorgamiento de la asignación del campo Moloacán a Pemex. La Secretaría solicita esto el 11 de abril de 2018 y es el asunto que hoy sometemos a la consideración del Órgano de Gobierno para tomar un acuerdo y plantearlo a la SENER. Dicho todos esos antecedentes, me permito solicitar con la venia del Comisionado Presidente, al ingeniero Julio César Trejo que nos presente los detalles del análisis técnico que nos permite llegar a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conclusión que en unos momentos tendremos a consideración de todos ustedes.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.-Muchas gracias Comisionados, buena tarde. En este sentido, como ya se comentó, la SENER solicita la opinión a la Comisión para el otorgamiento de este campo principalmente para el resguardo del área derivado – como ya se comentó – del proceso de terminación anticipada. Dicho lo anterior, si pasamos a la siguiente por favor.

Basamos el presente análisis en dos artículos. Uno que es de la Ley de Hidrocarburos, es el artículo 6 en el cual versa que el Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, podrá otorgar y modificar a Pemex o a cualquier otra empresa productiva del Estado, de manera excepcional, asignaciones para realizar la exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, en el artículo 9, los supuestos que tendrán el carácter de excepcionales a que refiere el primer párrafo del artículo sexto de la ley. ¿Ok?

Dando continuidad, vamos a pasar dónde se localiza el campo Moloacán. Está a 34 km al oriente de la Ciudad de Minatitlán. Como ya se dijo anteriormente, fue descubierto en el año 1948. Tiene un área de 46.32 km². El tipo de hidrocarburo que comprende el área es aceite negro de 20 grados API. La litología está formada por areniscas, están en la formación Encanto, que comprende el Mioceno Medio a Superior. Asimismo, al día de hoy cuenta con 404 pozos, de los cuales 246 se encuentran cerrados, 135 taponados. De igual forma, el área contiene infraestructura que tiene que ser resguardada. En este caso tiene comprendido oleogasoductos, oleoductos, gasoductos, así como baterías de separación como se puede apreciar en la imagen. Sigamos a la siguiente por favor.

Ya se mencionó previamente, el campo Moloacán desde 1948 tiene producción. Tuvo un pico de producción de 5,200 barriles. El gasto de producción al 2016 en marzo fue de 490 barriles lo que tenía producción al final. Tiene un volumen original de 221 millones de barriles. De gas natural tiene 121 bcf. La producción acumulada a la fecha son 39.36 millones, son 21.97 bcf que tiene acumulado de gas con unos factores de recuperación de aceite de 17% y de gas del 18%. Ok. A la fecha el campo no tiene producción. ¿Ok? La que sigue por favor.

Órgano de Gobierno

Vigésima Cuarta Sesión Extraordinaria

24 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el histórico de producción de gas, de igual forma, a marzo de 2016 teníamos 32 millones de pies cúbicos y la Np, perdón, aquí es la Gp a marzo de 2016 tenemos 21.6 bcf también por favor. ¿Ok? La que sigue por favor.

Cabe aclarar que el presente análisis toma como salvedad que el área actualmente no cuenta con producción a pesar de estar en una etapa extractiva, por motivo el cual, atendiendo a esta cadena de valor de los hidrocarburos, resulta técnica y jurídicamente viable que la Comisión en este sentido la opinión la base en esta premisa: que no cuenta con producción a la fecha. Por lo cual nos damos a la tarea de ver las capacidades financieras con base a la información que presenta la Secretaría y en este sentido el objeto de la asignación será únicamente el resguardo del área y su infraestructura, como ya les comenté que cuenta a la fecha, hasta en tanto se adjudica un nuevo contratista. ¿Ok? Asimismo, en cuestión de la capacidad técnica de ejecución podemos ver que históricamente Pemex ha producido esta área hasta el 2016 y la produce desde el año 1948. Asimismo, también llevó actividades correspondientes a la etapa de transición y arranque cuando se licitó el área y se entregó al contratista. En este caso fue también en 2016. Por lo tanto, en este sentido tenemos o acreditamos o se dan por sentadas capacidades financieras y capacidades técnicas de ejecución que ha tenido históricamente. La que sigue por favor.

Dicho lo anterior se puede fundamentar la opinión de la Dirección General de Dictámenes de Extracción que se emite opinión favorable a la Secretaría para el otorgamiento de esta asignación para el resguardo del área que comprende el campo Moloacán. ¿Ok? Eso sería toda la parte de la exposición y la opinión técnica que se emitiría a la Secretaría.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo no tengo más que agregar, ponerlo a consideración del Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados, está a su consideración. Licenciado Gobirish, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.E.24.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y con base en el documento de análisis técnico presentado, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión favorable a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AR-0522 Campo Moloacán.

Después de la adopción del Acuerdo se hicieron algunos comentarios:

“COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es respecto a Moloacán. Como ya lo decía el Comisionado doctor Néstor Martínez, este ya estaba bajo un contrato o sigue bajo un contrato estrictamente. Lo que se pretende con esta decisión que acabamos de tomar es transferir el área a Pemex que él la cuide en tanto nosotros la licitamos y tenemos la licitación 3.2 en donde está considerado Moloacán como una de las áreas contractuales que estén en la licitación. El límite para ya cerrar el tema de este contrato anterior y poderlo poner ya como licitación ya en firme entiendo es el 11 de mayo, que es el cierre de inscripción de todos los interesados. Tenemos tiempo, todo lo que nos falta hacer de Moloacán, de ajustes con Hacienda, a ver con SENER estos trámites, ¿todo está digamos listo para que sí pueda meterse el 11 de mayo y podamos llevar a cabo nuestro proceso licitatorio que concluye 27 de julio?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias, con su venia Comisionados. Es correcto Comisionado, estamos en todas las gestiones ante todas las autoridades, la SENER, la Secretaría de Hacienda, SAT, igual la SENER para llevar a cabo todas estas gestiones, las cuales ya están muy avanzadas. Igual ya estamos en coordinación con el contratista para la etapa de transición final y cierre ya del contrato y estaremos en tiempo para poder dar, bueno, poner esta área a licitación y quitarle esa leyenda a las bases de licitación que establece para poderlo poner en concurso esta área dar por terminado el contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, entonces están los procesos. Entiendo que efectivamente – como señala el maestro Franco, Comisionado – los tiempos están justos para atravesar los distintos procedimientos y bueno, pues vamos avanzando y veremos cómo se dan los tiempos. La intención es que sí se pueda incorporar el Contrato Licencia que corresponde a esta área.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto, estamos trabajando en ello Comisionados para coordinarlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero efectivamente, los tiempos están justos como señala el Comisionado maestro Franco. Muy bien.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.”

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A4.CPP/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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 abogado, adelante.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, gracias Gobirish, buenas tardes. Este es el proyecto de Plan de Exploración de la empresa China Offshore Oil Corporation E&P México. Este es un contrato que derivó de la cuarta licitación de la Ronda 1. Es un contrato en aguas profundas. Simplemente como antecedentes recordemos que se adjudicaron entonces 8 de 10 contratos que estuvieron en licitación y esta empresa China Offshore fue ganadora de dos contratos. El primer Plan de Exploración fue recientemente aprobado por este Órgano de Gobierno la semana pasada, fue una ponencia de la doctora Alma América Porres, y este es el segundo contrato que la empresa China ganó en esta cuarta licitación de la Ronda 1. Es un área contractual de 1,800 km² que se ubica en el Cinturón Plegado Perdido a las costas digamos del Estado de Tamaulipas, no tan al norte como la primera área contractual. Esta área está un poquito más al sur. La inversión que está comprometida en el plan es de 172 millones de dólares. Y para entrar a los detalles del plan, si ustedes me lo permiten Presidente, yo le quisiera pedir al doctor Faustino Monroy que nos ayudara a ver los detalles de este plan Presidente.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionados, muchas gracias. Vamos a presentar a ustedes para su aprobación el dictamen del Plan de Exploración. Como lo dijo el Comisionado, es el contratista China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. Pasamos a la siguiente, ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los fundamentos legales en lo cual está basado nuestros dictámenes técnicos. Pues es la Ley de Hidrocarburos en su artículo 44, fracción primera, de la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial de hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área. Igual la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en su artículo 39 sobre las funciones de la Comisión de acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, la reposición de las reservas basado en los recursos prospectivos, la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y así como el promover el desarrollo de las actividades tanto de exploración como de extracción de hidrocarburos. Los lineamientos, artículo 7 y 8, artículo 15, 16 y el anexo 1, así como el contrato en sus cláusulas 4.1 sobre el Plan de Exploración, 4.2 el periodo inicial de exploración, 14.2 la aprobación de planes, 19.3 el contenido nacional y 19.5 la transferencia tecnológica. Si pasamos a la siguiente por favor.

El área está ubicada como se dijo anteriormente en la provincia geológica Salina del Bravo. La mayor parte de esta área está en Salina del Bravo, sin embargo, una parte en Cinturón Plegado Perdido al oriente de la costa del Estado de Tamaulipas, aproximadamente a 115 km de estas costas. Aquí como antecedentes exploratorios pues se ha adquirido y procesado sísmica 3D en toda esta área, más de 27,000 km aproximadamente. Hay levantamientos gravimétricos y magnetométricos y no se ha perforado ningún pozo en el área contractual. Sin embargo, cerca vamos a ver, cerca sí hay algunos pozos. Entonces el objetivo es evaluar el potencial petrolero, el sistema petrolero, evaluar los recursos prospectivos e incorporar posibles reservas. Adelante por favor.

Esta es el área. Los pozos que les decía es este principalmente el Vespa, aproximadamente a 23 km del área contractual. El Corfus también está en esta zona aproximadamente a 13 km igual que el Tot, un poco más alejado casi a 27 km. Y Clipeus a 12.5 y un poco más Astra a aproximadamente 14 km de ella. Adelante por favor.

¿Dónde se encuentra este plan que nos propone el contratista en cuanto a la cadena de valor se refiere de exploración? Bueno, está en la primera, en la evaluación del potencial petrolero. El área pues se puede considerar como un área desde el punto de vista exploratorio como un área frontera. Aunque este pozo está cercano, los objetivos son diferentes a la cual va en esta área contractual debido a la presencia de un cuerpo salino muy grande en ella y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

abarcaría hasta la incorporación de reservas. Entonces el plan consiste básicamente en 24 estudios exploratorios, los cuales son principalmente geológicos regionales, geofísicos, geoquímicos, petrofísicos, el VCD del pozo a perforar y una estimación volumétrica. Entonces el procesamiento sísmico de la información 3D de toda el área de 1,876 km² y la perforación de un prospecto. Es decir, este plan exploratorio abarcaría desde la evaluación del potencial en sí hasta la incorporación de reservas. Adelante por favor.

En esta nada más para mostrarles. En el área contractual se tienen dos zonas exploratorias nombradas como prospectos principales por el contratista, aquí están. Una de ellas le llaman Xakpún que es esta localización que tenemos aquí en esta línea sísmica. Como vemos, el reto principal es la parte de un área bastante grande de sal. Este cuerpo salino que ustedes ven aquí es aproximadamente 2 km de espesor que se pretende perforar con este pozo. Entonces este es un tirante de agua de 1,528 metros a aguas profundas, una trayectoria vertical lleva el objetivo del Eoceno Inferior, aproximadamente 4,990 metros en la formación Wilcox Superior, y la profundidad programada del pozo que estaría aquí más o menos son de 5,500 metros verticales. El aceite que se espera es un aceite ligero y los recursos prospectivos evaluados ahorita con la información que tiene el contratista es de 323 millones de barriles con una probabilidad geológica de 42% y en su caso pues la posible incorporación de algunas reservas en su caso serían 135 millones de barriles de esta reserva. Adelante por favor.

Este es el cronograma de lo que son las actividades principales. Abarca desde 2017, bueno, lo que traían desde 2017 hasta 2021 prácticamente. Está dividida en actividades geofísicas. Básicamente son la interpretación, los modelos sísmicos y el reprocesamiento sísmico para el 2020. En esta otra parte, que es la parte media con azul más oscuro, se ven todos los estudios de geología. Estos estudios son regionales, igual que los diseños VCD para la perforación del pozo en su caso, así como la evaluación después de la perforación, es decir, los estudios de post perforación. En este rubro que estoy señalando es básicamente la cartera de prospectos que puede el contratista obtener con los datos, con el programa de estudios que se están llevando a cabo. Y por último las actividades de perforación del pozo, es decir, la procura de materiales principalmente, así como la perforación en el segundo trimestre perdón del 2019. Esto quiere decir dentro de un año aproximadamente se estaría perforando el pozo que está comprometido. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo, contractualmente se tiene que son 3,611 unidades y unas unidades de trabajo adicionales comprometidas el equivalente a un pozo con 30,000 unidades de trabajo, para un total de 33,611 unidades. Esta es la descripción de todas las actividades.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es el equivalente en dólares?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De cada unidad aquí, no tengo el dato ahorita. Ahorita se lo doy.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En total son 172 millones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿172 millones de dólares?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- El puesto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El presupuesto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, por unidad dijo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, no, el equivalente del monto de ya las unidades totales.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De inversión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, de inversión.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De inversión, sí. Si, la inversión total son 172 millones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Millones de dólares.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El 93% es del pozo básicamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Del pozo. Muchas gracias. Gracias doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Entonces la perforación del pozo serían 74,300 unidades, casi todas, ¿no? Pero se completaría con todas las demás actividades, ¿no? De llevarse a cabo todas esas actividades que propone el contratista, serían aproximadamente 79,500 unidades. Esto sería casi el doble de las unidades comprometidas como el Programa Mínimo de Trabajo. Adelante por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y dijo usted que la perforación de este pozo ocurriría en qué momento del próximo año.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Prácticamente en un año, en abril del próximo año.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En abril del próximo año.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Entonces en cuanto a los programas asociados tenemos que la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (la ASEA) nos contestó con un oficio de fecha 28 de febrero indicando que la empresa China Offshore Oil Corporation ingresó el 9 de enero de este año la solicitud de registro de conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del Regulado. Por su parte, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable en cuanto a cumplimiento de contenido nacional de este plan y el Programa de Transferencia de Tecnología y Capacitación. Esta última – adelante por favor – tiene un alcance en cuanto al cumplimiento del numeral 19.5 del contrato donde el operador presentó a la Secretaría de Economía lo siguiente:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dos proyectos. Si recuerdan es básicamente los mismos proyectos para el área uno que presentó para su plan que aprobaron la semana pasada. Son dos proyectos de investigación enfocados a principalmente los estudios sedimentarios en esta área de Cinturón Plegado Perdido. Pero serían los mismos proyectos, pero con dos áreas principales, área uno y esta área cuatro. Y la optimización de sistemas de fluidos de perforación y de la pérdida de circulación o en su caso desarrollar sistemas de fluidos de perforación para perforaciones complejas principalmente por debajo de la sal, que es el principal reto técnico que se tiene en esta área.

Como estrategia en el periodo inicial de exploración, el operador involucraría de 5 a 8 investigadores mexicanos informando regularmente el progreso a la Secretaría de Economía. La ejecución del Plan de Capacitación pues contribuiría a la transferencia de conocimiento a través principalmente de colaboración entre universidades mexicanas nacionales. Y la capacitación se llevaría para trabajo en sitio, adquisición de conocimiento y normas relevantes, impartido a ingenieros en perforación, geólogos, geofísicos y personal de seguridad, de 3 a 5 empleados locales y enfocado principalmente a personal nacional. Adelante por favor. En cuanto... si, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, doctor Faustino. En la lámina anterior decía el tema de transferencia tecnológica y bueno, que van a tener la ejecución del Plan de Capacitación contribuye a la transferencia de conocimientos. ¿Cómo nos aseguramos que sí hay una transferencia tecnológica? ¿Cómo se asegura? ¿Cómo se van a evaluar? Igual le toca eso a Economía, ¿pero cómo nos vamos a asegurar cuando sí hay transferencia tecnológica? Y, de entrada, ¿pues qué es transferencia tecnológica?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, claro. Como lo está planteando la Secretaría de Economía efectivamente es aprobar. Esto es muy genérico, van a aprobar un plan ya después muy específico entre la Secretaría de Economía y el operador y se le va a dar seguimiento a cada una de las actividades. Es decir, de hecho, ya se están llevando a cabo algunas colaboraciones con los institutos de investigación para precisamente ver de qué manera se va transformando, de qué manera van a ir viendo/desarrollando el programa,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un programa que todavía no está establecido desde el punto de vista específico, ¿no? Pero se va a reportar periódicamente a la Secretaría de Economía. Eso es, por un lado, es decir, van a seguir no sabemos si cada mes, si cada dos meses, cada tres meses o cada medio año. Pero a través, tiene que cumplir el programa con todo a través del tiempo que tarda el plan, ¿no? Van a transferir la experiencia obviamente de gente en este caso del contratista China Offshore a investigadores principalmente mexicanos en esos institutos, en esas universidades. ¿Cómo se va a dar la transferencia? Bueno, como se da en cualquier convenio de este tipo: trabajando juntos, desarrollando estos proyectos de investigación juntos. Es decir, gente, personal de la compañía y personal mexicano, o sea, de los institutos. De esa manera se puede dar la transferencia. Son cursos principalmente, son talleres, pero son enfocados a un proyecto específico. Bueno, en este caso a dos, están proponiendo dos proyectos específicos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que mi pregunta es ¿Cómo nos aseguramos? Porque puede estar una persona ahí metida todo el tiempo en el proyecto, ¿pero cómo me aseguro que sí hubo transferencia tecnológica? Algo que luego hemos discutido es: oye, a ver, si la empresa tiene alguna metodología, algún sistema, alguna patente que usa para el desarrollo de sus proyectos, se junta con nuestros científicos mexicanos y después de que les enseña les transfiere cómo se usa esa tecnología, ese procedimiento, esa patente, que esa patente se pueda compartir. Es decir, que nuestros mexicanos la puedan usar. Esa pudiera ser digamos algo más tangible de que te transfirieron tecnología. Tiempos de investigación generan un método, se lo transfieren a nuestra gente en México y después nuestra gente en México lo puede utilizar para hacer proyectos en cualquier parte del mundo.

Entonces ese tipo de cosas yo todavía no los he visto en este tema. Yo creo que hay algo que todavía tenemos que trabajar mucho en transferencia tecnológica, porque no nada más es dame un curso, me siento, te escucho y la verdad, ¿cómo me aseguro que sí aprendiste? Te hago un examen al final y con eso es suficiente y te cobro lo del curso, te cobro lo del proyecto, le acredito. Esos proyectos de aguas profundas traen en esta etapa de exploración 3% si no me equivoco de contenido nacional. Es decir, de los 1,600 millones que por ahí se comentaban hace rato, 3% deben acreditar que, mediante servicios, obras, capacitación, mano de obra o transferencia tecnológica digamos traen el sello hecho en México. Entonces ese tema de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

transferencia tecnológica creo que es algo que hay que profundizar. Los servicios, la mano de obra puede ser más tangible pues contrato una persona, es mexicano y saco la nómina y ahí está el monto. Pero en transferencia tecnológica no nada más lo dejemos en gastar en cursos, sino que tiene que haber un aseguramiento de que sí hubo transferencia tecnológica a nuestros mexicanos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, por supuesto. Tiene mucha razón Comisionado. Yo también he creído que la parte práctica, es decir, van a trabajar en el proyecto de investigación, pero una de las experiencias que tiene esta compañía que ellos lo acreditan – ¿verdad? Lo dicen en su plan – es la experiencia en perforación de aguas profundas. Por eso el desarrollo de optimización del sistema de fluidos. Ahorita quieren desarrollar para pozos de aguas profundas, pero por abajo de la sal. Es decir, una complicación más. Entonces es lo que van a desarrollar. Yo creo que la práctica se debe de hacer. Es más, debe de permitirles también pues estar en la operación a nuestros colegas mexicanos, ¿no? Estar en la operación. Y esa es la mejor forma de una transferencia tecnológica: hacerlo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Esta compañía China Offshore Oil Corporation tiene otra área contractual, la A1. Hace unos días pasó por acá el Plan de Exploración y lo aprobamos. Al parecer pues tiene que estar de alguna forma en una logística coordinada y lo que veíamos es que el pozo se perfora en abril del 2019 porque seguramente tiene ocupado el equipo de perforación el primer trimestre en la otra área contractual, en la A1. Pero la pregunta es relacionada con esto de la capacitación y el desarrollo tecnológico y todo lo que tiene que cumplir porque así lo obliga el contrato.

Con A1 ellos propusieron algo, ¿no? Con la asignación A1. ¿No es lo mismo que lo que están proponiendo aquí? ¿No es exactamente el mismo alcance o debería sumarse el alcance o cuál es el planteamiento? Porque son áreas contractuales totalmente diferentes, ¿no? Aunque son del mismo operador. ¿Cómo se plantea? La pregunta es la capacitación aquí yo creo que se les da a los ingenieros de perforación, pero me parece que los ingenieros de perforación pues son los mismos, ¿no? Los que van a estar en la otra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignación y los que van a estar acá. Lo mismo me acuerdo que se presentaban dos proyectos de investigación enfocados a aguas profundas. Son los mismos o si nos pudieras explicar un poquito más acerca de las diferencias o lo que suma esta área contractual con respecto a la otra.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, principalmente debemos de recordar, bueno, en el área contractual A1 se tienen dos pozos comprometidos si recuerdan. Inclusive podían perforar hasta cuatro, ¿no? En caso de éxito de los dos, dos delimitadores serían cuatro. Y aquí uno.

Creo que este programa que ellos presentan efectivamente es el mismo, sin embargo, son dos presupuestos diferentes. O sea, en cada uno tiene un presupuesto para el área 1 y este presupuesto para el área 4. Entonces desde el punto de vista presupuestal son diferentes, ¿no? Ahora, desde el punto de vista...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero hay personas, o sea, y de proyecto. Porque como decía, si va a estar impartido a ingenieros de perforación y a empleados de ellos pues a lo mejor comparten el mismo equipo de perforación, entonces eso tendrá que estar desglosado. No pueden ser los mismos y pagar en las dos o tener presupuestado en los dos, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro, claro. Sí, eso tendríamos que también platicarlo con la Secretaría de Economía para asegurarnos de que efectivamente lo que dice.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, lo decía ya el doctor. Yo creo que aquí hay elementos que no tenemos hoy por hoy definidos y además de que no los tenemos definidos pues son de la cuerda de atribuciones de la Secretaría de Economía. Creo que lo que es muy importante, en atención a las inquietudes que además yo comparto del Comisionado Franco y del doctor Martínez, creo que importante es pues sí, que para este y todos los demás proyectos en el tema de contenido nacional tenemos que estar en permanente comunicación/coordinación con la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Secretaría de Economía para saber qué, digamos qué requerimientos técnicos, qué premisas desde el punto de vista de esta CNH se tendrían que cumplir con los distintos operadores, para que entonces la transferencia de tecnología sea lo que la SENER defina, en efecto se pueda dar por cumplida. ¿No?

Yo creo que hay un trabajo pendiente que tenemos que hacer con la Secretaría de Economía en este sentido. Digo, se trabaja pues con ellos, no es que no haya ninguna actividad en ese sentido, pero creo que habría pues que tener muy claro cuáles son estas directrices, estos mínimos digamos que el Comisionado Franco – insisto – ha apuntado para que podamos conjuntamente pues como Secretaría de Economía y CNH garantizar que el contratista en efecto lleve a cabo estas distintas transferencias. Y sí después pues ubicar de manera muy puntual este proyecto con el área contractual número 1 también de aguas profundas porque en efecto es el mismo operador. Porque sin duda yo creo que el tema de los cursos o los desarrollos que están aquí previendo para la capacitación pues deben ser sin duda dados con una misma lógica, ¿no? Pues yo creo que ahí hay una tarea pendiente todavía por hacer con la Secretaría de Economía.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, en la Secretaría de Economía tiene varios puntos que debe de cumplir cada uno de los contratistas en cuanto al Programa de Transferencia Tecnológica y en uno de ellos es incluir los procedimientos precisamente para el seguimiento de estos programas. Es decir, llevar un seguimiento completo, ¿no? Pero sí, efectivamente. Gracias

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Adelante por favor. Entonces ya como conclusiones, bueno, podemos decir que las actividades planteadas en este plan para evaluar el potencial petrolero, pues estos 24 estudios y el reprocesamiento de sísmica 3D pues permitirán evaluar este potencial. Además, el prospecto exploratorio Xakpún, que es el que ellos han identificado como el mejor, ha sido documentado por este operador y que se plantea la posibilidad de incorporar reservas hasta por 135 millones en la formación Wilcox.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En términos de la estrategia exploratoria planteada, esta permitiría reducir obviamente la incertidumbre geológica en esa área. Esa área es un área yo les decía poco un área marginal – ¿verdad? – de frontera. Entonces consolidaría el conocimiento geológico del subsuelo. Además, el Programa Mínimo de Trabajo y el incremento en el Programa Mínimo contempla un total de 33,611 unidades y pues al ejecutarse realmente todas las actividades planteadas por el operador se alcanzaría hasta más de 79,000 unidades de trabajo. Adelante por favor.

Por lo que el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas pues permitirían generar mayor conocimiento geológico del subsuelo, evaluar el potencial, incorporar reservas y maximizar el valor estratégico de esta área contractual, en términos de lo establecido en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en sus cláusulas 4.1, 4.2 y anexo 5 del contrato. Si me permiten, le pasaría la palabra al Comisionado Pimentel.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Bueno, este es el periodo inicial de exploración que tiene una duración de hasta cuatro años en caso de que se aprobara desde luego este plan. En términos del contrato, hay la posibilidad de dos periodos adicionales de exploración, ambos de hasta por tres años. Y lo que seguiría pues esperemos es que haya un descubrimiento como consecuencia de estas actividades exploratorias. Si eso sucede así, lo que en términos del contrato tendría que suceder es que nos notifican ese descubrimiento. Para eso el operador tiene 30 días y después nos presentaría el Plan de Evaluación, ¿no? Plan de Evaluación para el cual tienen un plazo mucho mayor de hasta 180 días. Pues, digo, simplemente para un poco contextualizar que estamos en la primera etapa de la cadena de valor que es el periodo inicial de exploración. Y la propuesta de la ponencia a mi cargo es que por las razones que ya nos expuso el doctor Faustino Monroy pues podamos votarlo favorablemente, ¿no? Está a su consideración desde luego colegas Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado Pimentel. Colegas, ¿algún comentario? Licenciado Gobirish, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.24.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A4.CPP/2016.

ACUERDO CNH.E.24.002/18

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 China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A4.CPP/2016.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:20 horas del día 24 de abril de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Vigésima Cuarta Sesión Extraordinaria

24 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario designado para esta sesión