



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:36 horas del día 18 de julio del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Primera Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0571/2019, de fecha 17 de julio de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

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 Pemex Exploración y Producción relacionados con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.
- 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 Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.
- 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 por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.



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 Pemex Exploración y Producción relacionados con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Héctor Martínez Lima, Director de Área en la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Martínez, por favor.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Muy buenos días a todos. Con su venia Comisionada, Comisionados. Les voy a presentar el dictamen técnico que elaboramos correspondiente al Plan de Exploración para el contrato ya mencionado CNH-R03-L01-G-TMB-04/2018. Este es uno más de los Planes de Exploración que tenemos de la Ronda 3.1, el cual fue adjudicado al operador Pemex Exploración y Producción.

El fundamento legal que utilizamos para realizar el dictamen técnico de este Plan de Exploración radica principalmente en la Ley de Hidrocarburos en los artículo 31, 43 y 44, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en su artículo 39, así como el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su artículo 33 que le da las facultades a la Dirección General de Dictámenes de Exploración y aquí me gustaría hacer la aclaración que también utilizamos los lineamientos. Perdón. Estos lineamientos que utilizamos para realizar este dictamen son



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los anteriores que teníamos vigentes hasta abril de este año dado que el Plan de Exploración fue presentado al amparo de estos lineamientos y bajo los detalles que se requieren en los mismos. Además, utilizamos diversas cláusulas del contrato.

Y bueno, en la imagen que tenemos en el mapa me gustaría mostrar la ubicación geográfica de esta área contractual, la cual está en aguas someras del golfo de México y además se encuentra en la parte oriental rodeada de otros contratos que se asignaron. Hacia el Sureste tenemos el contrato de la ronda 2.1 adjudicado también a Pemex y hacia el este y norte de esta área contractual tenemos dos contratos también adjudicados en la ronda 3.1, los cuales corresponden a Deutsche. Y en esta parte central, en este espacio que queda entre las áreas contractuales, tenemos áreas, asignaciones de extracción. Seguimos por favor.

Siguiendo con la ubicación de esta área contractual, esta se ubica frente a las costas del estado de Veracruz, muy cerca de la ciudad de Tuxpan a 4.5 km, en la provincia petrolera Tampico-Misantla-Veracruz, y que corresponde a la provincia geológica de la Cuenca Tampico-Misantla. Como antecedentes exploratorios para esta área, tenemos que existen levantamientos sísmicos 2D y 3D y además se han realizado algunos estudios exploratorios enfocados a la evaluación del potencial petrolero y de plays. Estos se realizaron entre los años 2010 y 2012 por Petróleos Mexicanos. Existe un pozo perforado en esta área contractual, sin embargo, como podemos ver es un pozo muy antiguo del año 1969. Se encuentra hacia el este del área contractual y el cual resultó invadido de agua salada en objetivos del Cretácico. La superficie de esta área contractual es de 813 km² y tiene tirantes de agua que van de 10 a 30 metros.

Respecto a la etapa en la que se encuentra este Plan de Exploración en la cadena de valor del proceso exploratorio, pues identificamos que están en una etapa inicial que corresponde a la evaluación del potencial petrolero. Como les mencionaba, el único pozo que existe es un pozo muy antiguo y el cual resultó invadido de agua salada, por lo cual el operador pretende arrancar desde la etapa inicial que corresponde a la evaluación del potencial petrolero y el objetivo que ha planteado es evaluar el potencial petrolero del área, buscando la continuidad de los plays Cenozoicos y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mesozoicos. Y además hacia el final de esta etapa de exploración, ellos documentarían y jerarquizarían prospectos exploratorios, con los cuales podrían avanzar en esta cadena de valor. El Programa Mínimo de Trabajo comprometido en este Plan de Exploración de acuerdo al contrato es de 2,133 unidades de trabajo. Aquí solamente recordar que no hubo incremento en el Programa Mínimo de Trabajo.

El operador planteó dos escenarios operativos para desarrollar en su Plan de Exploración. El primero considera actividades que darían cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y fue catalogado como escenario A y el cual consiste en la adquisición aérea e interpretación de datos gravimétricos, el reproceso de información sísmica 2D tanto en tiempo como en profundidad, el reproceso de información sísmica 3D de la misma manera en tiempo y en profundidad y además realizar diversos estudios exploratorios. El escenario B considera actividades adicionales al escenario A. Esto consiste en acondicionamiento de *gathers*, levantamiento y procesado de sísmica 2D y hacer el procesado también en tiempo y en profundidad de este levantamiento de información sísmica.

Aquí podemos ver el cronograma de actividades que nos presentó el operador. En primer lugar, tenemos la adquisición gravimétrica que realizarían en el año 2020. Pero me gustaría antes mencionar el reprocesado sísmico que ellos harían con la información que ya tienen disponible. Este reprocesado sísmico lo están programando hacia finales de 2018 y 2019. Es decir, son actividades de gabinete que ellos pueden ejecutar a partir de la fecha efectiva. Estas actividades consisten en el reprocesado 2D tanto en tiempo como en profundidad de los estudios Unión Lankahuasa-Faja de Oro y esto es aplicable tanto para sísmica 2D como para sísmica 3D. Con esta información o este primer procesado de sísmica existente, el operador entonces está en posibilidades de iniciar la interpretación, la cual se enfocará en objetivos del Mesozoico dado que en esta área, como les mencionaba, hay algunos campos vecinos, los cuales producen en niveles del Cretácico.

Después con la adquisición gravimétrica que van a realizar en 2020 y ellos dan un pequeño margen de tiempo para procesar esa información y para que les sean entregados los productos y a continuación, incorporando esta nueva información de adquisición gravimétrica, ellos procederían entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a la interpretación del Mesozoico nuevamente, pero ahora con esta nueva información. También harían en 2022 interpretación a nivel del Cenozoico y en paralelo van a hacer la visualización y jerarquización de objetivos tanto Mesozoicos como Cenozoicos en cuatro estudios de evaluación de recursos prospectivos que están documentando entre 2021 y 2023.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Este es el cronograma de actividades que nos están presentando. Estoy contando hay seis meses sin actividad. ¿Es correcto?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- ¿Ahorita en el periodo de 2020?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Del 2020, de agosto.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Son cinco meses. Son debidos a lo que había comentado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Me distraje.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- En este lapso del tiempo en 2019 hacen adquisición gravimétrica que será contratada a una compañía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sí, eso no hay problema. Después de eso.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Entonces los cinco meses restantes de 2020 son los que el operador considera pertinentes para que la compañía haga el procesado de esa información y que entregue los productos finales con los cuales ellos procederían entonces a hacer una nueva interpretación a nivel del Mesozoico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces quizá el cronograma está incorrecto, ¿no? Porque entonces debería de haber adquisición gravimétrica e interpretación o procesado o algo así para que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pueda incluirse hasta diciembre porque sí deja una impresión. Digo, por eso a lo mejor no presté totalmente atención. Estaba yo viendo cuántos meses había sin actividad. ¿No? Y eso no debería de pasar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, en efecto doctora. No, lo dejamos nada más como rubro de adquisición, pero en efecto – como decía el ingeniero – el tiempo restante es para recibir los productos y el tiempo de proceso. Pero fue una cuestión que vimos con el operador porque justamente cuando lo presentó era algo que nos llamaba la atención y eso fue lo que se documentó, que ese tiempo que queda ahí es para el procesado de esos datos y que se entreguen los productos finales para avanzar después en la interpretación sísmica, involucrando ya la gravimetría, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y perdón. ¿Qué tipo de adquisición es la gravimétrica? O sea, es por medio de barcos, por medio de...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aérea.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, ahí yo iba. O sea, son 813 km². Aérea, según los datos que yo más o menos conozco, se adquiere muy rápidamente. O sea, no en seis meses o cinco meses que están considerados ahí. ¿No será que ahí ya está adquisición y procesado en ese tiempo? O sea, la adquisición de aerogravimetría digamos en este caso es por medio de avión y esos km² que tiene el área se adquiere yo diría que con mucho en un mes, eh. Que eso es lo que tenemos que haber checado nosotros.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo platicamos con el contratista justamente para saber cuál era la intención. No es una gravimetría típica. Ah, es que no hemos llegado. En la siguiente lámina.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno. Perdón, si quieres lo dejamos al final.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No. Es una metodología un poco diferente, no obstante, sí el tiempo es digamos amplio porque están considerando la contratación. No lo van a hacer ellos, sino lo van a hacerlo a través de un tercero, entonces están considerando la contratación de este estudio. Por eso parece más amplio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Si, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una pregunta aquí a la doctora. Ellos van a comenzar hasta marzo del 2020 adquisición gravimétrica y terminaron todo el reprocesado pues desde – debe estar por ahí – julio del 2019 o agosto quizás, si no alcanzo a ver bien. Y tenemos ahí otra vez ahí ocho meses donde la pregunta es: ¿se requiere ese tiempo, es estándar ese tiempo para pasar del reprocesado a la adquisición gravimétrica?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, eso se puede hacer en paralelo. O sea, eso es independiente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces por qué esperarte hasta ese tiempo. ¿Es una cuestión financiera?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé a qué se debe de acuerdo al operador?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, ¿por qué esperante hasta marzo del 2020 lo que pudieras hacer en julio del 2019?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Parte de los parámetros de adquisición de un método geofísico, cualquiera que sea, se requiere tener algunos elementos que permitan saber cuál es pues eso, lo dije al principio, los parámetros con los que se va a adquirir la información. Entonces de la interpretación que ellos hagan, primero del reproceso que hagan en esta etapa y la interpretación que hagan aquí, van a obtener mejores parámetros para que en el momento que hagan la adquisición gravimétrica pues vaya mejor enfocada a los objetivos que ellos pretenden visualizar con la adquisición de nueva información. Esa fue la razón digamos, es es la razón por la cual van en serie y no en paralelo, exactamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Quisiera también añadir que
para esta segunda interpretación que se tiene aquí, porque hay tres, si ven
tres periodos de interpretación, para esta sí se necesita la gravimetría ya
que algunos de los objetivos están asociados a los altos de basamento ahí.
Entonces sí se necesita ese estudio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que son los cinco meses que
menciona la doctora.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, si quieren después
platicamos.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE
EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- OK, pues
continuando con la presentación para el cronograma por favor. Existen tres
actividades asociadas al escenario B, las cuales estamos identificando en
esta imagen en color gris y consisten en el levantamiento y procesado de
información sísmica y hacer su procesado en tiempo y en profundidad y
asimismo el operador documentó el acondicionamiento de un área
específica de *gathers*. Seguimos ahora sí por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El tiempo de exploración
son cuatro años y ellos tienen ahí seis años. O sea, ¿a partir de cuándo
empiezan a correr los cuatro años?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE
EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Los cuatro años
comienzan a contarse a partir de la aprobación del Plan de Exploración.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, entonces sería del día
de hoy.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- El día de hoy. Y además ellos tienen documentadas algunas actividades a partir de la fecha efectiva. Estas actividades son de gabinete y el operador puede realizarlas aun sin la aprobación de este plan, son previas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, pero aun aceptando lo que tú me dices que se aprueba en julio de 2018, termina en julio del 2023 que son cuatro años más y no han perforado un pozo todavía para dar por terminado su Plan de Exploración. Entonces los tiempos son los que no me...

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es. En estos primeros cuatro años de exploración, ellos no tienen documentada la perforación de ningún prospecto. Sin embargo, con la información que puedan obtener, con la documentación y jerarquización de los prospectos, ellos ya estarían en condiciones de proponer la perforación de alguno de ellos, lo cual requeriría que solicitaran que se les otorgara el periodo adicional de exploración.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Continuamos entonces con la presentación. Las actividades que tienen documentadas en el escenario A aquí ya las mostramos un poco más a detalle. Como mencionaba, consisten en la adquisición aérea e interpretación de 6,460 kilómetros lineales de datos gravimétricos. Aquí tenemos lo de la tecnología que se utilizará, Full Tensor Gravity Gradiometry (FTG) con cubrimiento de 4,034 km². Si lo vemos en el mapa, estos 4,034 km² corresponden a la cuadrícula que se ve en color gris y podemos observar que este cubrimiento va más allá del área contractual. Aquí la razón es que, como les mencionaba, el área contractual tiene poca información hasta el momento. La sísmica no cubre por completo el área contractual, entonces ellos quieren hacer este levantamiento gravimétrico para tener información más que nada del campo Muro, el cual quieren usar para correlacionar a sus objetivos geológicos. Y, por otro lado, vemos que del lado derecho la información sísmica 3D cubre solamente una pequeña



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte, menos del 50% del área contractual. Entonces es importante que ellos tengan esta información del levantamiento gravimétrico.

El área que cubre este levantamiento gravimétrico específica para el área contractual son 813 km² y también en este escenario A el operador está programando el reprocesado de sísmica 2D que corresponde a 192 kilómetros lineales y se observa en esta imagen en donde están las líneas sísmicas 2D. También plantea el reprocesado de sísmica 2D en tiempo y en profundidad, lo cual tiene un cubrimiento de 392 km², como les explicaba, hacia el oriente del área contractual. Los estudios exploratorios que van a realizar, como los vimos en el cronograma, son tres de interpretación sísmica, dos enfocados al Mesozoico y uno al Cenozoico y además cuatro estudios de evaluación de recursos prospectivos que corresponden a la visualización de oportunidades, en el Mesozoico, en el Cenozoico y además la evaluación y documentación de oportunidades también para esos dos niveles tanto del Cenozoico como del Mesozoico.

En lo que corresponde al escenario B, habíamos mencionado que estas son actividades adicionales. Estarían realizando, además de lo realizado en el escenario A, sísmica 3D que corresponde al acondicionamiento de 330 km² de *gathers* para tener información sísmica más confiable a nivel de Terciario y además sísmica 2D que corresponde en este caso a la adquisición y procesado de 225 kilómetros lineales para identificar y mapear posibles prospectos exploratorios.

Respecto al Programa Mínimo de Trabajo, como había mencionado, en este caso no hubo incremento al Programa Mínimo de Trabajo. Entonces las unidades de trabajo comprometidas son 2,133 y podemos ver en la tabla del lado derecho el desglose de actividades que son factibles de acreditar unidades de trabajo. Son todas las que ya hemos mencionado y vemos que en el escenario base el operador podría alcanzar hasta 2,943 unidades de trabajo y en el escenario alternativo (escenario B) serían 3,693 unidades de trabajo, con lo cual daría cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. Seguimos por favor.

En relación al Primer Programa de Trabajo que fue presentado simultáneamente con el Plan de Exploración en términos de la cláusula 10.2 y del anexo 7 de los lineamientos, identificamos las actividades que están programadas a partir de la fecha efectiva y hasta el 31 de diciembre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de 2019, las cuales corresponden a este Primer Programa de Trabajo y son clasificadas en cuatro subactividades petroleras que corresponden a la actividad petrolera de exploración. Respecto a la subactividad petrolera general, identificamos específicamente actividades asociadas al proyecto en sí, al proyecto del Plan de Exploración, y para la parte de geofísica pues ya mencionamos todas las actividades que están involucradas, el reprocesado de la información sísmica 2D, 3D. Y en la subactividad petrolera geología tenemos los estudios geológicos regionales. Finalmente, también existe la subactividad petrolera seguridad, salud y medio ambiente, en la cual fueron documentados los estudios de la línea base ambiental y, bueno, la línea base ambiental que tiene que ver con la mano de obra y la actividad física.

Respecto a los programas que tienen que ver con la Secretaría de Economía y con la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, tenemos que para el cumplimiento del Programa de Contenido Nacional y para el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología recibimos por parte de la Secretaría de Economía opiniones favorables en relación a este Plan de Exploración; para el contenido nacional, el 2 de julio de este año y, en relación al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, recibimos la opinión favorable el 26 de junio también de este año. Respecto al Sistema de Administración para este Plan de Exploración, la ASEA nos informó que la empresa productiva del Estado Petróleos Mexicanos cuenta ya con su Clave Única de Registro del Regulado, por lo cual también da cumplimiento a este punto. En seguida, si me permiten, me gustaría cederle la palabra a la maestra Bertha Frías para que nos ayude con la explicación del análisis de inversiones.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Muchas gracias. ¿Cómo están Comisionada, Comisionados? Buenas tardes. En línea con lo que presentaba el ingeniero Martínez Lima, les presentamos el Programa de Inversiones propuesto por el operador. En total para el escenario A el total del programa es de 16.58 millones. Para el escenario B, es de 25.92. La diferencia es justo las actividades que había comentado el ingeniero Martínez Lima en cuanto a la subactividad de geofísica. La distribución porcentual es la que presentamos ahí, donde general es el mayor porcentaje, tiene el 63% de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión. En este sentido, lo que nosotros observamos es que, dado que es el mayor porcentaje del Programa de Inversiones, hicimos como siempre. Es un Contrato de Producción Compartida, entonces como siempre hicimos el análisis de rango de referencia. En este sentido, lo hicimos hasta el nivel de subactividad, nos entra en rango y tarea nos entra en rango. A nivel de subtarea nos entran en rango todas las actividades menos las dos últimas que comentó el ingeniero Martínez Lima que son transferencia de tecnología y capacitación. Pero eso es a nivel de subtarea, a nivel tarea nos entran dentro de rango sin ningún problema con respecto a nuestra base de costos interna.

También les podríamos comentar que comparamos ese monto de la subactividad general con los propuesto en otros proyectos similares al que está proponiendo el contratista. Es decir, proyectos de exploración que no tengan un pozo tal cual habíamos mencionado anteriormente y que se encuentren ubicados en aguas someras de producción compartida. El monto propuesto por el contratista es acorde con lo que nosotros hemos visto y aprobado en Órgano de Gobierno en situaciones anteriores. Además, tiene inversiones claramente propuestas para las actividades geofísica, para las actividades de geología y para las actividades de seguridad, salud y medio ambiente. No solamente para la subactividad general hicimos el estudio de rangos de referencia, lo hicimos para las otras subactividades petroleras y en este caso todas nos entran en rango después de hacer el análisis completo. La siguiente por favor.

Ahora bien, en cuanto al primer presupuesto de exploración, efectivamente en concordancia con el plan, el Programa de Trabajo y el Programa de Inversiones, el monto para este primer presupuesto es de 5.1 millones de dólares. Aquí también estamos considerando las inversiones asociadas a las actividades que ha desarrollado el contratista a partir de fecha efectiva. Por eso también vemos desde 2018 inversiones para este primer año. Entonces el total del primer presupuesto lo componen esta porción de 2018 y al 31 de diciembre del 2019. La distribución sigue siendo general la subactividad con mayor peso dentro del Programa de Inversiones, seguido de geofísica, geología y seguridad, salud y medio ambiente. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De esta manera las conclusiones respecto al Programa de Inversiones y presupuesto. Podríamos determinar que el Programa de Inversiones se encuentra en concordancia con las actividades propuestas dentro del Plan de Exploración y en cuanto al presupuesto cumplimos con los requisitos, cumple el operador con los requisitos establecidos en las cláusula 12.1 y 12.2 del contrato en cuanto a la correspondencia de actividades dentro del Programa de Trabajo, a la razonabilidad del mismo dado que se construyó con la mejor... ya que estos son adecuados en términos de la mejor información disponible dentro de la Comisión. Es consistente con los requisitos propios del contrato y se basa en las mejores prácticas de la industria al entrar dentro de los rangos de referencia que nosotros establecimos. De parte de nosotros sería todo lo que tenemos para comentar, gracias.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Bueno, para complementar las conclusiones que nos acaba de mencionar la maestra Bertha, tenemos además que la ejecución de este Plan de Exploración permitiría generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y así maximizar el valor estratégico del área contractual. También permitiría evaluar el potencial petrolero al buscar la continuidad de los plays establecidos en áreas vecinas. El operador podría documentar y jerarquizar prospectos exploratorios, lo que finalmente le permitiría sentar las bases para avanzar a la siguiente etapa de este proceso exploratorio de acuerdo a la cadena de valor. Y finalmente identificamos que la ejecución de este plan también le permitiría al operador cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo establecido en el contrato.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Doctora, me gustaría nada más para cerrar esta exposición remarcar pues un par de elementos. Uno es que quizás pasó un poco desapercibido, pero nos encontramos en una zona que desde el punto de vista exploratorio no ha sido tan investigada. Estamos en la parte del borde oriental de la plataforma de Tuxpan. Lo que se han localizado son los campos que justamente decía el ingeniero Lima que son las áreas de extracción que están ahí. Entonces estamos en la parte del interior de las facies lagunares que aparentemente no han sido productivas. Es decir, hacia el borde oriental están los campos que han sido



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descubiertos de la faja de oro y sabemos que la faja de oro terrestre pues está obviamente en la parte continental. Entonces hacia esta parte interna todavía no se conoce mucho.

Entonces estos contratos justamente tienen esa misión de promover la actividad exploratoria en estas áreas y pues lo que nos presenta el contratista pues es quizás un poco en esas primeras etapas, adquiriendo información de métodos potenciales con una tecnología que cuando la revisamos con ellos parece que ha sido exitosa en otros lugares del mundo y la van a aplicar aquí en México para tener información nueva ahí y además de la información pues clásica digamos que ya se conoce, que es la información sísmica 2D. Y con todo esto es lo que ellos van a poder avanzar en la cadena para poder materializar en algún momento una cartera de oportunidades como lo decía el ingeniero. Entonces nos gustaría remarcar eso, además de que, si bien el estudio gravimétrico tiene que adquirir un área mayor que solamente el área contractual porque justamente para correlacionarla con algún campo productor. Si bien es cierto eso es lo que van a hacer, las unidades de trabajo correspondientes con ese trabajo, con esa actividad, solamente están restringidas al área contractual porque así lo establece el contrato. Entonces en vista de eso es que traemos la propuesta, justamente vemos que el Plan de Exploración es técnicamente factible dado que agrega valor al área contractual en la fase en la que estamos es una fase muy primaria digamos de exploración, por lo que someteríamos a su consideración la aprobación de este Plan de Exploración correspondiente al área contractual que estamos revisando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro Hernández. ¿Alguna pregunta Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionada Alma América. Podrían poner el diagrama de Gantt otra vez por favor de actividades. Totalmente de acuerdo con las conclusiones que plantearon, pero me gustaría generar alguna discusión en relación al proceso. Es un área nueva como lo acaba de decir el maestro Rodrigo y requiere de suficiente información antes de llegar a perforar un pozo. Aquí tenemos el planteamiento de reprocesado sísmico, de una adquisición gravimétrica que me gustaría que abundaran un poquito más acerca de qué es esta nueva tecnología. Pero voy a hacer varias preguntas, entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a lo mejor vale la pena que sea al final, saber qué es esta adquisición gravimétrica. También el tener la claridad de que la interpretación que está dando de la sísmica como que está interrumpida, pero en la lógica de la operación se va viendo como algo continuo. En la medida que hay más información, a lo mejor se va incluyendo.

Pero hay aquí varias cosas interesantes. La primera de ellas tiene que ver con los dos últimos rubros: evaluación de impacto social y la línea base ambiental. A eso me voy a referir. Ojalá tenga mucho éxito en esta área y logren encontrar hidrocarburos, pero también puede suceder que después que hagan todos los análisis lleguen a la conclusión de que mejor se regresa el área como lo puede hacer a cualquier operador a nivel internacional. Entonces dada esa situación, ¿vale la pena empezar a hacer línea base ambiental desde el inicio? ¿Igual la evaluación del impacto social? Los gastos que tiene el primer año, por ejemplo, para la línea base ambiental – que no es exactamente eso, hablan de la seguridad y la protección al medio ambiente – es casi un millón de dólares el primer año. No está claro cuánto cuesta la evaluación de impacto social, esa es una pregunta, no está claro. Pero realmente todo esto va a servir hasta 2024, ¿entonces para qué tener gastos al inicio.? ¿Hay algún lineamiento que les obligue a que lo hagan al inicio o podrían mandar la línea base ambiental al 2023 posiblemente y pueda ser más útil para todo lo que se va a hacer adelante? Igual tendrá que ver con el impacto social.

Todo esto que estoy comentando al final tiene un impacto importante en la rentabilidad del proyecto porque hacer gastos que tienen un millón de dólares en la línea base ambiental. Y la otra pregunta es en lo general se van a gastar 10 millones de pesos, perdón, de dólares. Exacto, de dólares. Son 11 millones de dólares al tiempo uno, al año uno que sería el 2019. Dentro del análisis de rentabilidad del proyecto, ya cuando descubran, eso va a afectar la rentabilidad. ¿De qué se trata ese gasto de 10.38 millones de dólares? Si estoy haciendo bien mi exposición, mi preocupación es el análisis de rentabilidad de proyectos. ¿Por qué estamos planteando, por qué Petróleos Mexicanos está planteando hacer gastos que podría postergar? Si es que lo permiten los lineamientos. ¿Cuáles son estos gastos que podrían postergarse? Nuevamente digo la línea base ambiental y la evaluación de impacto social.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y bueno, termino diciendo ojalá tengan mucho éxito. No sé si quedaron claras las preguntas. La primera es pues a qué se refiere esta adquisición gravimétrica, esta FTG que es una tecnología nueva. ¿Por qué se hacen los estudios de impacto social y base ambiental muy al inicio cuando ni siquiera se tiene una seguridad de que ahí va a haber hidrocarburos y va a hacer una explotación? Que sería importante para esos estudios. Y tercero, ¿qué significa este gasto de 10 millones de dólares – otra vez digo de dólares – para general en el primer año? En la medida que los egresos se van hacia el futuro, eso es mejor para el proyecto porque realmente si esto tiene éxito, por 2025-2026 o más empezamos a tener la primera producción. Entonces todo esto gravita sobre un proyecto que tiene -5 en el valor presente neto que es mucho dinero. Es mucho dinero, estos 10, 11 millones de dólares en cinco años se convierten en no sé, habría que aplicarle una tasa de interés compuesto. Si hacemos la de Hacienda, es 10-12%, pues eso afecta al valor presente de todas esas inversiones en el futuro. Muchas gracias por las respuestas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Doctor, gracias por las preguntas. Primero el tema de la línea base.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Buenos días doctor. En atención a su pregunta, una de sus preguntas, nada más me gustaría precisar que, en atención a la cláusula 3.3 del contrato, a partir de la fecha efectiva el contratista asume la responsabilidad total del área contractual. Es decir, tiene la obligación de llevar a cabo una etapa de transición de arranque y como parte de esa etapa de transición de arranque, entre muchas, tiene dos obligaciones muy específicas y una es llevar a cabo la evaluación del impacto social y la línea base ambiental. Por eso es que se están previendo estas actividades como parte de las actividades petroleras a ejecutarse dentro del Plan de Exploración. Y, si me permite, la explicación sobre los costos podría hacerla el maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, yo voy a hacer la de la gravimetría y ahorita le pasamos la palabra aquí a la maestra Bertha para que nos ayude con el desglose de los costos de general. El estudio que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

están planteando hacer aquí en esta área es un estudio que por sus siglas en inglés lo agrupan como FTG que es Full Tensor Gravity gradiometry. La idea de este, sabemos que los métodos potenciales históricamente en la industria petrolera han determinado o nos han servido mucho para determinar cuáles son los altos de los basamentos y cómo está configurado el basamento para que después toda la cobertura sedimentaria se acomoda conforme a ese basamento que quedó ahí abajo. No obstante, esa es una técnica que tiene por lo menos 100 años, ha ido evolucionando por supuesto y ahora los nuevos equipos permiten medir. En aquel entonces se medía solamente una componente vertical de la gravimetría. Los nuevos equipos ya son capaces de medir tres componentes en las tres direcciones diferentes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es tensor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aja, exacto. Entonces esta tecnología ya permite no solamente tener información del basamento, sino ya información más relevante asociadas con las zonas que podrían ser prospectivas para contener alguna trampa que tenga hidrocarburos, no nada más la información más profunda. Entonces es por eso que esta tecnología se ha probado en otros lugares del mundo. En México nos decían cuando lo platicamos con el operador, porque nos llamó la atención evidentemente, no es algo común digamos. Nos mencionaron algunos ejemplos de dónde se ha aplicado y cómo se ha aplicado y parece que tienen buenos resultados y es lo que ellos están viendo por un tema de costos. Justamente ellos están reconociendo que el área está en una etapa inicial y entonces no quisieran iniciar con una campaña de sísmica 3D que sería muy adecuada por supuesto, sino que quieren irse paso a paso para ir midiendo digamos la prospectividad del área. Entonces adquirir gravimetría aérea pues no se compara en costo con adquirir sísmica 3D, es muchísimo más barato. Sin embargo, sí les daría información muy relevante. Entonces es lo que han encontrado para este caso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Electromagnético es muy caro también.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que el electromagnético tendría que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacerlo también con barco y entonces ya se elevaría el costo. Ahora, si me lo permiten, la maestra Bertha nos puede dar un poco más de detalle.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y nada más lo que da es cambios de densidad, o sea, la gravimetría.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Para lo del tema del rubro de general, tenemos el detalle de cómo está desglosado.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si ponemos la lámina 13 por favor, a la 13. Le podemos comentar Comisionado, Comisionados, los 10 millones son para el total del Programa de Inversiones, son para los cuatro años que engloba el programa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son 3 millones para el 2019.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Y son 3 millones para el 2019. Lo que el contratista propone dentro de la actividad es justo la mano de obra, la mano de obra administrativa y técnica. Tiene también el estudio de impacto social. Tiene la elaboración de los planes y documentación, la revisión de la información y, como habíamos comentado también, contiene transferencia de tecnología y capacitación. Si gusta, podemos ver a detalle.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Entonces para el 2019, si hacemos la correlación para los demás años, se gastan un millón de dólares en la parte de impacto social porque está en ese año y en los demás ya baja a dos millones.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si vamos a la lámina 16 por favor, donde detallamos solamente el presupuesto, el primer año. Eso es lo que están proponiendo para el 2018-2019 en cuanto a seguridad, salud y medio ambiente que es adonde contienen justo la línea base ambiental que habíamos comentado. Y como comentaba la licenciada Álvarez, lo tienen que desglosar ahorita,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque si vemos el global del Programa de Inversiones, no tienen más inversión al respecto, solamente en este primer año.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo nada más concluyo comentando que, si bien el operador es responsable de tener una línea base ambiental para responder con relación a los cambios que pudiera haber en esta área contractual, es un área que está pegada a la costa. Es un área que desafortunadamente creo que en toda la parte de México se sigue contaminando por las descargas de las ciudades cercanas y tener una línea base ambiental que finalmente no va a representar la línea ambiental de 2025 que sería el inicio de las actividades realmente que pudieran afectar al medio ambiente, porque estas no afectan al medio ambiente. El volar un avión y tomar gravimetría eso no afecta definitivamente para nada la línea base ambiental. Podría no ser lo más adecuado, pero de acuerdo el como lo están planteando, yo no tengo ningún problema. Pero también la parte social, pues en la parte social no sé si esta es lo mismo tomarlo hoy que tomarlo en 2024 si es un área marina. ¿No? No sé, seguramente los cambios con la pesca en esas áreas dentro de 4-5 años pueda ser diferente. Entonces no sé si a lo mejor los operadores están viendo que esto tiene que hacerse al principio por la cuestión del contrato y si más adelante – y lo hablo ya en general, no lo hablo para este caso específico – se pudiera tener una mejor definición de cuándo se tendrían que hacer esos gastos. Porque enfatizo, en la medida que los gastos se hacen de inmediato, tienen una repercusión en el valor presente neto en el futuro.

Y ya, ese sería mi comentario final diciendo que ojalá tengan mucho éxito y que, como ya se dijo implícitamente hace rato con las intervenciones de la doctora Alma América y el doctor Moreira, pues ojalá puedan adelantar actividades, porque esto es un plan. Entonces en la medida que van teniendo más información, posiblemente ellos puedan llegar a alguna conclusión de perforar pozos y empezar a adelantar el desarrollo, que es algo que mucho se ha comentado en los últimos meses con relación a la política de Pemex, de tener a la brevedad posible la producción de los posibles campos que se descubran. Entonces ojalá tengan mucha suerte y gracias por todas las respuestas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, yo voy a pasar la palabra. Bueno, ¿es para contestar algo del Comisionado?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, bueno, no es contestar, es un comentario. La línea base le serviría, bueno, a cualquier operador para de una u otra forma decir yo recibí el área contractual. De esta manera el hábitat, etc., todo lo sensible que puede haber pues porque es muy cercano efectivamente a la costa, muy somero, para después al término creo que debe haber otro estudio donde diga así lo estoy entregando. Y si hay algún daño, se puede evaluar. De otra manera, sin esa línea de base al principio sería muy complicado la evaluación al último. O sea, eso es desde el punto de vista ambiental en cuanto a esta zona que sí, efectivamente como usted dice, pues son zonas que son sensibles de contaminación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado. ¿Sí era lo mismo? ¿Algún otro comentario? Yo quisiera nada más regresar un poquito a mi comentario de inicio en cuanto al tiempo de los cinco meses, bueno, los cinco meses que tienen aparentemente sin actividad y los no sé cuántos meses, también unos cinco meses que se tiene para la adquisición y procesado o la adquisición que dice aquí de la información gravimétrica. Y creo que sí es muy importante que dentro de nuestro análisis se haga un comparativo de estos tiempos a nivel internacional.

Yo quisiera referirme que aquí nos manejaron un tiempo en cuanto a la parte de hacer un análisis más allá del área contractual, que supongo que es el tiempo que están considerando de 2,000 y tantos km². Y yo dije que yo tenía más o menos la idea que los tiempos son demasiado largos, lo que está aquí, inclusive en esos cinco meses. Tenemos un ARES aprobado por la Comisión de 260,000 km², 260,000 km². O sea, podría decir que son cuántas veces más de lo que estamos aquí. ¿No? O sea, estamos considerando que es un estudio simular, Cinturón Plegado de Perdido, de todo Cordilleras Mexicanas y de todo Salina del Golfo. ¿Sí? Esto van a hacer la adquisición, van a hacer el procesado y van a hacer la interpretación. ¿Y saben en cuántos meses lo hace, todo, todos los 260,000 km²? Nosotros lo aprobamos en la CNH en 10 meses. ¿Sí? O sea, no es posible que nosotros tengamos esto en 10 meses o en un año siendo que van a hacer 2,000, que no deberíamos de considerar aquí 2,000 km², debe ser 800 km². Entonces para mí es un exceso en tiempo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, así como estamos comparando la parte de inversión, yo creo que nosotros tendríamos que tener una comparación en cuestión de los tiempos, porque tenemos que ver la congruencia de las actividades. ¿No? Entonces yo aquí sí desde mi punto de vista yo haré una recomendación en cuanto a que la actividad de adquisición e interpretación, o sea procesado e interpretación gravimétrica con el método similar al que aprobamos nosotros en ARES, se pudiera hacer en menos tiempo. ¿No? Es demasiado. O sea, a mí me sorprendió mucho el tiempo que se está y al momento de alzar la mano quiere decir que nosotros estamos viendo una congruencia en tiempo. ¿Sí? Entonces ese sería mi comentario.

A mí me gustaría antes de continuar aquí saludar. Me da mucho gusto saludar y presentar a la delegación de Malasia Petroleum Management que nos acompaña el día de hoy el doctor Yassai Hardi, Gerente General Senior de Exploración. La maestra Norlisa Nahui, Gerente General Senior de Proyectos Corporativos. El ingeniero Abdul Jamit, Gerente Senior de Seguridad Industrial y Medio Ambiente. La licenciada Rosini Elidia, Gerente General de Administración y Supervisión de Contratos. Ellos son nuestros invitados en México y forman parte de los trabajos que se han llevado en la CNH en un taller denominado “Encuentro de Reguladores”, un taller de mejores prácticas. Y estos, o sea, han sido dos días – el día de hoy es el segundo día – muy productivos para todos ya que hemos reforzado nuestros conocimientos sobre varios temas, sobre todo el diseño y la gestión de los contratos petroleros, los elementos que contienen los Planes de Exploración y de Desarrollo de proyectos, la medición y supervisión de hidrocarburos, así como otros temas asociados a la recuperación secundaria y mejorada, los cuales implican grandes retos para ambos países en los próximos años. Y pues la verdad es de que tenemos la certeza de que el taller que estamos realizando estos dos días es el primero de muchas colaboraciones a futuro entre esta institución mexicana y desde luego nuestros homólogos en Malasia. Thank you very much. Si, por favor doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más un último comentario doctora, más bien una pregunta. ¿Entonces la recomendación se haría a nivel del dictamen técnico y de la resolución? ¿Correcto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A mí sí me gustaría porque el tiempo es demasiado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- OK. Entonces lo haremos con mucho gusto, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para claridad. Una recomendación pudiera ser que agilizaran todas las actividades que están presentando en su cronograma. Todas, ¿no? Sin finalmente definir la adquisición gravimétrica o reprocesado sísmica, pero también dejar claro que ellos tienen la posibilidad – porque así está el contrato, así están los lineamientos – de tomar el tiempo que crean el más conveniente. Entonces mi propuesta es que hagamos una recomendación general o no sé si doctora tú quieres una específica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es que en el caso de la parte gravimétrica, yo por eso hice la comparación de que nosotros estamos haciendo comparación a nivel de inversiones y normalmente, aunque no lo presentemos aquí, nosotros vemos rangos en los cuales no debe de salir esas inversiones para cada rubro de actividad. En el caso de los tiempos, nosotros deberíamos de ver esa congruencia de tiempos en cuanto a la actividad. Aquí definitivamente está sobrepasado por 10-15 veces los tiempos que estamos considerando, bueno, que está considerando el operador para realizar una actividad que la operación normal sería una décima parte y eso sí tiene implicaciones a nivel del mismo contrato y del dinero mismo. ¿No? Entonces esto para mí debería de ser parte de nuestra recomendación específica en el rubro de adquisición gravimétrica, adquisición, procesado e interpretación gravimétrica. Sí, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sugiero hacerlo de manera expresa y detallada en el dictamen, incluso incluir ahí en el dictamen la referencia que la doctora Alma América trajo hoy a la sesión de la autorización que se hizo en ARES. Ser ahí extenso, extensivo. Y en la resolución, la recomendación pudiera ser genérica y remitir al anexo, al dictamen, para que ahí se acote con mucha mayor claridad pues a lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nos queremos referir. Es así como creo que podríamos aterrizar en el proyecto la recomendación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y en general desde luego creo que hacer esa recomendación. Porque generalmente siempre lo hacemos, para todos los Planes de Exploración siempre invocamos esta postura del operador que ojalá y pueda adelantar todas las actividades en la medida de lo posible para traer la producción a tiempos más tempranos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Creo que a nivel de toda esta recomendación sí debe de ser para todos los operadores a nivel del programa general. Ahorita vamos a ver otro operador y tomemos en cuenta también cómo también están proponiendo estos plazos tan largos y debiéramos de recomendar siempre efectivamente en lo que se pueda traer todas las actividades o acelerar las actividades, hacerlas mejor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero de verdad me gustaría que en el caso específico sí se hiciera.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En este caso va a ser caso específico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Secretaria Ejecutiva, podría leer la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.41.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.41.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44, 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 se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan De Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.

ACUERDO CNH.E.41.002/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Pemex Exploración y Producción, en relación con el citado Contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Primer Programa de Trabajo para el Plan de Exploración



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018.

ACUERDO CNH.E.41.003/19

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-R03-L01-G-TMV-04/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Pemex Exploración y Producción, en relación con el citado Contrato.

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 Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

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 por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Respecto de los puntos II.2 y II.3 del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva manifestó que se trataban del mismo contratista y de áreas muy cercanas, por lo que propuso que su presentación se realizara de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Contrato.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, 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:

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias licenciada. Justamente como lo refería ya la Secretaria Ejecutiva, estas dos áreas contractuales que cubren estos dos contratos están muy cercanas, están en la parte marina de la cuenca de Burgos y se refieren a los contratos de la ronda 3 en la licitación 1, correspondientes a las áreas BG-05 y GG-07 que opera Repsol Exploración de México, S.A. de C.V. Entonces si seguimos vamos a ver el fundamento legal que utilizamos para desahogar este trámite. Por supuesto es el inscrito de la Ley de Hidrocarburos en el artículo 31, 43 y 44 y lo que también establece la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Asimismo, lo que establecen las facultades de la Dirección General de Dictámenes de Exploración en nuestro Reglamento Interno y los lineamientos que también, como en el caso anterior, estamos utilizando la versión previa de los lineamientos por el momento en el que se presentó este Plan de Exploración, así como las cláusulas del contrato que hablan de este tema, en particular del Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y lo relacionado con la Secretaría de Economía en cuanto al Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica y el cumplimiento de contenido nacional.

Entonces si vemos en el mapa que tenemos aquí a la derecha, vemos justamente al sur del estado de Tamaulipas. Tenemos estas dos áreas contractuales. La BG-05 es la que está aquí en el Norte que estoy señalando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y la BG-07 es la que está al Sur de las dos. En la BG-07 está colindante con un par de contratos que vimos hace muy poco que son operados por la empresa Premier que están en esta misma zona y hacia la parte oriental ya colinda con la parte de aguas profundas en un contrato que cuyo plan ya fue aprobado también por la Comisión que opera Shell. Entonces si avanzamos, solamente para mostrarles la relación cronológica que hemos tenido desde que se presentaron estos Planes de Exploración y remarcar que hemos tenido interacción muy intensa con los contratistas, en particular ahora con Repsol, y eso nos ha llevado a tener múltiples alcances. El último alcance lo recibimos el 9 de julio prácticamente, entonces es que por eso ahora estamos aquí en esta sesión para traer a ustedes esta propuesta de los dos planes.

¿Entonces en dónde nos encontramos respecto a la cadena de valor? Si seguimos. Estamos en área que, de la misma forma que en las áreas anteriores, están en una etapa inicial de evaluación del potencial petrolero. Entonces el objetivo del Plan de Exploración para ambos casos es evaluar el potencial de hidrocarburos del área contractual mediante el procesado de la información sísmica 3D que existe, que cubre una gran parte de las áreas contractuales, no toda, la interpretación de esta misma sísmica, los estudios exploratorios regionales y además algunos estudios locales a nivel del área contractual para por supuesto incrementar el entendimiento de los elementos de cada parte del sistema petrolero y salir con una cartera de oportunidades exploratorias que puedan ser perforadas en el futuro. En cuanto al compromiso de trabajo de ambos contratos, es muy parecido. El BG-05 tiene un Programa Mínimo de Trabajo de 2,134 unidades, el Programa Mínimo de Trabajo para el área BG-07 es de 2,128. De la forma análoga igual que el anterior, no hay incremento en el Programa Mínimo de Trabajo para este caso, por lo que veremos que solamente están planteando en una primera fase estudios y no perforaciones todavía.

En la que sigue entonces me voy a enfocar ya al área 5 y después veremos el área 7. Entonces el área BG-05, que decíamos es la que queda en la parte norte, es la que también queda más cercana a la costa. Por eso sus tirantes de agua van prácticamente desde cero y hasta 50 metros lo más profundo. Se ubica justamente al norte de Tampico, en la porción marina de la cuenca de Burgos. No hay pozos perforados en esta área contractual. Hay algo de información 2D. Como ustedes ven, estas líneas que están en negro son la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmica 2D que cruza por el bloque y hay un estudio 3D que es el Chairel 3D que se adquirió en 2002, que es el polígono que ven ustedes en verde que, como observan, no cubre toda el área contractual. Sin embargo, toda esta información se va a integrar para el estudio del área contractual. Hay ya realizado por parte del operador un estudio de análisis de causa-fracaso de los pozos secos cercanos. El pozo más cercano que tenemos aquí, aquí se alcanza a ver todavía en el mapa, se llama Caxx-1, entonces está pues muy lejano en la parte marina. Seguimos entonces.

Las actividades exploratorias que están propuestas para esta área contractual y este primer periodo de exploración se detallan aquí. Es la compra de una licencia de uso al CNIH justamente para adquirir los tiros de campo y los datos de navegación de este estudio Chairel 3D. Obviamente nada más se enfocarán en este polígono amarillo para tener el reprocesado que les permita visualizar los eventos dentro del área contractual. El reprocesamiento de esta sísmica se hará en dos dominios, tanto en el tiempo como en profundidad y los estudios técnicos multidisciplinarios que están enfocados justamente a incrementar el entendimiento de las estructuras en el subsuelo. Lo vamos a ver adelante cuando pasemos al cronograma. Lo que hicimos fue agruparlos esos estudios, pero esos estudios son estudios que llevan a cabo o que involucran restauraciones estructurales, geoquímica de rocas, particularmente la roca madre, modelado de cuencas, estudios petrofísicos, estudios paleogeográficos, estudios de yacimientos clásticos y carbonatados porque van a investigar ambos plays, análisis de pozos, física de rocas, interpretación geofísica cuantitativa y análisis de sellos. Eso es lo que involucra la parte que estamos poniendo aquí como estudios.

Entonces si vemos en la siguiente, justamente observamos este cronograma muy generalizado de las actividades. El plan propiamente empieza con la compra de estos elementos del estudio Chairel 3D. Después viene el reprocesado de esta sísmica. Ya se está interpretando la sísmica y se está tomando algo de la información de las velocidades de la información previa 2D. Se harán esos estudios de evaluación de plays y sistemas petroleros y la evaluación de los prospectos y recursos prospectivos para terminar con una cartera de prospectos posibles a perforar. El contratista, no obstante, ya en su Plan de Exploración documenta algunos leads, solamente que los tiene en una etapa muy



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inicial, por eso es que no documenta todavía ningún prospecto ni siquiera visualizado para perforar. No obstante, ya tiene un avance.

En la que sigue vemos el Programa Mínimo de Trabajo asociado con esta área. Como les decía, el compromiso es cumplir 2,134 unidades. Si sumamos las actividades que se estarían desarrollando en el área, vemos que el compromiso se cumple y se supera, 2,474.95 unidades, donde la mayoría pues justamente se cubre con el reprocesamiento de la información sísmica dentro de esta área contractual, lo que da una gran parte de las unidades que se están considerando. Ahora, si me lo permiten, le voy a pedir a la licenciada Larissa Reynoso que nos ayude con el desglose del Programa de Inversiones para todo el plan y el primer presupuesto.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Buenas tardes.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Si me lo permiten, les presento la descripción del Programa de Inversiones sujeto a su aprobación presentado por el contratista, el cual es de 5.9 millones de dólares y se distribuye como podemos ver en el gráfico por subactividad petrolera. Como observamos, casi la mitad de los costos estimados están enfocados a geología, donde se encuentra lo correspondiente a las actividades relacionadas con los estudios geológicos regionales y de detalle. Por su parte, en la subactividad de general se hace referencia a la recopilación de información y a los gastos administrativos y en geofísica tenemos lo que es la parte de la adquisición sísmica y el reprocesado.

En cuanto al primer presupuesto sujeto a aprobación, es de 2.6 millones de dólares, donde de igual forma encontramos que en geología y geofísica se encuentra lo estimado para los estudios geológicos y la adquisición y reprocesamiento de sísmica respectivamente. Y en el rubro de seguridad, salud y medio ambiente, los estudios de impacto ambiental y la línea base. Cabe destacar que este primer presupuesto cumple con los requisitos establecidos en las cláusulas 12.1 y 12.2 del contrato al ser congruente con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el Plan de Exploración y el Primer Programa de Trabajo del periodo de exploración y consistente con los requisitos del contrato. Además, los costos presentados fueron analizados y se concluyó que se encuentran dentro de los rangos establecidos de precios de mercado, por lo que el presupuesto que se somete a su consideración es razonable para llevar a cabo las actividades descritas en el Primer Programa de Trabajo del Plan de Exploración y se enmarca dentro de las mejores prácticas. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, seguimos entonces. Vemos lo que está asociado con el Primer Programa de Trabajo que justamente tiene su relación directa con el primer presupuesto. Y lo que vemos es que a nivel de las tareas en la parte general se estarían llevando a cabo a partir de la fecha efectiva y todo este año y en lo que tiene que ver con la subactividad geofísica y geología pues son los estudios que ya veíamos que se van a ir detonando con la compra de la información y el reprocesado y la interpretación de esa misma. Asimismo, estarán haciendo lo que se comentó en el caso anterior, los estudios de impacto ambiental y evaluación de impacto social desde el principio del contrato. Eso es para el Primer Programa de Trabajo.

Ahora, vamos a ver algunos detalles del área que está al Sur, del área BG-07. El área BG-07, como veíamos hace un momento, tiene colindancia con otros contratos que están más cercanos a la costa. Este ya está más hacia el borde de la plataforma, entonces los tirantes de agua están entre 50 y 550 metros el más profundo. El área contractual tiene cerca de 811 km². Se ubica todavía en la parte somera del golfo de México, otra vez también en la cuenca de Burgos, en la porción marina más o menos a 165 km al este de la capital de Tamaulipas. Tampoco existen pozos perforados en esta área. También de la misma forma hay información sísmica 2D que cruza por varios sectores del bloque y hay un estudio aquí. Además del Chairel que ya veíamos, hay otro estudio que es el Escolleras I 3D. Entonces aquí la idea es complementar esa información con la del bloque anterior de Chairel y tener toda la cobertura para el bloque. También ya se hizo por parte del operador un estudio de análisis de causa-fracaso de los pozos secos que están cercanos al área.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí vemos de nuevo la secuencia de actividades que van a estar realizando. Van a comprar también entonces al Centro los tiros de campo de este estudio del Escolleras I 3D. Van a comprar el paquete de pozos terrestres que todavía no se realiza, pero lo van a hacer. El reprocesamiento sísmico de la unión de esta sísmica de la que está en el norte de Chairel y sur de Escolleras I, la interpretación de esos datos, el reprocesado. Por parte del contratista, ellos sí lo manifestaron así, los reprocesados van a ser por su parte. La evaluación de plays y sistemas petroleros, la evaluación de recursos prospectivos y riesgos. De manera similar al caso anterior, los estudios detallan la misma secuencia. Estamos hablando de estudios estructurales, geoquímicos y además de modelado petrofísicos, paleogeográficos que van a terminar en una interpretación cuantitativa de los recursos prospectivos.

Entonces seguimos. Vemos el cronograma es prácticamente análogo al otro, solamente pues están aquí, en lugar de considerar el estudio Chairel, están considerando el estudio Escolleras I y después de ir pasando por toda la cadena de los estudios hasta finalizar la primera etapa exploratoria del contrato.

Entonces en la que sigue vemos el Programa Mínimo de Trabajo. Son 2,128 unidades para este caso, es un área un poquitito más chica que la anterior. De nuevo, revisamos que las actividades que estarían realizando acreditaran las unidades o bueno, se considerara en las unidades de trabajo establecidas en el contrato y vemos que se superan. Las 2,128 unidades se superan con las actividades que están planteando realizar al amparo de este contrato. Si me lo permiten, nuevamente la licenciada Reynoso nos va a dar los detalles del Programa de Inversiones y del primer presupuesto para esta área en específico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adelante.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Muchas gracias. Nuevamente, si me permiten, les presento la descripción del Programa de Inversiones presentado por el contratista para el área BG-07, el cual es de 6.2 millones de dólares y se distribuye como se muestra en el gráfico. Como podemos ver, casi el 70% de los costos estimados se encuentran en las subactividades de geología y geofísica,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde encontramos lo relacionado a los estudios geológicos y a la adquisición y reprocesamiento de datos sísmicos respectivamente.

Para el caso del primer presupuesto del Programa de Trabajo, es de 2.8 millones, los cuales de igual forma para geofísica encontramos los estudios geológicos y en seguridad, salud y medio ambiente lo relacionado a los estudios de impacto ambiental y a la línea base. Cabe destacar que este primer presupuesto cumple con los requisitos establecidos en las cláusulas 12.1 y 12.2 del contrato al ser congruente con el Plan de Exploración y el Primer Programa de Trabajo del periodo de exploración y es consistente con los requisitos del contrato. Además, los costos de igual forma fueron analizados y se concluyó que están dentro del rango construido de precios de mercado, por lo que el presupuesto que se somete a su consideración es razonable para llevar a cabo las actividades descritas y se enmarca en las mejores prácticas de la industria. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. En consistencia entonces con este primer presupuesto, también está asociado el Primer Programa de Trabajo que vemos en la siguiente lámina. Aquí está ese Primer Programa de Trabajo en donde las primeras fases están justamente en la parte del rubro general que es la recopilación de la información y la revisión de información previa. En la subactividad de geofísica está toda la parte de la adquisición de la información y en la de los estudios viene justamente los detalles de estos estudios que se van a ir detonando y que empiezan ya a partir de este año. El estudio de impacto ambiental, además de la línea base social, también está considerado para las primeras etapas igual que en el caso anterior.

Ahora, para ambos contratos ahora sí tenemos los programas asociados que revisamos con la Secretaría de Economía. En cuanto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional aún no contamos con la opinión favorable de la Secretaría de Economía. Por lo tanto, en el supuesto que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido favorable, pues esta se tendrá por aprobada y se incorporará al presente plan. Y en el supuesto que no sea así, que sea no favorable, el contratista estará obligado a presentar una modificación al Plan de Exploración o a los Planes de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración, en este caso que son dos. En cuanto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, ahí sí ya tenemos una opinión favorable que recibimos a finales del mes anterior. En lo que respecta a la ASEA, revisamos con ellos que tenía el contratista una Clave Única de Registro del Regulado que fue expedida el 15 de mayo de 2018.

Ahora, como conclusiones de ambos planes, vemos que la ejecución de la totalidad de estas actividades y los tiempos que están programando resultan acordes dada la etapa en la que se encuentran ahorita y la información con la que se tiene de estos bloques y esto va a permitir acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero de las áreas contractuales. Las actividades que van a desarrollar permitirán justamente evaluar ese potencial y estar en posibilidades de ir avanzando en la cadena de valor de exploración para eventualmente perforar algún pozo. En el caso de que se materialicen estas actividades, vemos que las inversiones conjuntas de los escenarios que presenta el operador son de alrededor de 12 millones de dólares y las actividades también cubren y superan las unidades de trabajo que están comprometidas en los contratos.

Entonces, con base en lo anterior, advertimos que los planes son técnicamente factibles toda vez que las actividades permiten evaluar el potencial petrolero y precisar los volúmenes de recursos que puedan existir en el área, por lo que sometemos a su consideración la aprobación de los Planes de Exploración tanto del área BG-05 como el área BG-07.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro. ¿Algún comentario Comisionado? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, muchas gracias doctora Alma América. Lo que vemos el Plan de Exploración, todas las actividades, no hay alguna que tenga un riesgo de impacto ambiental. Eso se va a dar después, posiblemente en la extensión, igual que en el plan anterior, cuando se determine perforar o no perforar pozos. Todo va a depender de los resultados de los análisis que se están planteando. Esto tiene que ver con los tiempos que se están utilizando para el reprocesado de sísmica por ejemplo 3D o la interpretación sísmica del modelo de velocidades y conversión a profundidad que tarda más de cuatro años. Se ve que son tiempos largos, pero bueno, el operador es el que define ese tipo de cosas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y creo que nuevamente la recomendación aquí sería que pudieran de la forma que ellos consideren más conveniente el definir ahorros en tiempos.

Pero regreso a la parte de la línea ambiental otra vez desde el inicio. Todos los planes son igual, eh. Esta línea base ambiental parece cuesta casi un millón de dólares de acuerdo con lo que nos presentan, aunque está involucrada dentro de seguridad, salud y medio ambiente, pero son 763,000 dólares en 2018 y 2019. Entonces nuevamente la postura de si realmente es ahí donde nos sirve la línea base ambiental, porque lo que ellos tienen que responder es por los impactos que generen en el cambio ambiental por su actividad, no por la actividad de terceros. Esta zona está pues también cerca de la costa y yo no sé, estas inversiones finalmente tienen que hacerse, pero es bien diferente que se hagan al tiempo del inicio de la actividad a que se hagan en el momento que se requieren. Pudiera suceder, como lo dije hace rato, que tengan mucho éxito, que ojalá así sea con todos los contratos, con todas las asignaciones. Pero también pudiera suceder que después de que hacen todo el trabajo lleguen a la conclusión de que entregan el área, la regresan. Entonces es un planteamiento genérico, no requiere una respuesta. Nada más es el concepto de rentabilidad que habría que analizar. No tengo ninguna postura en contra del cómo están presentando su plan exploratorio y tiene mi voto a favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, únicamente para aclarar. El contrato prevé la realización de la línea base ambiental en este periodo precisamente para que el contratista deje claro ante las autoridades cómo encontró el área. Y sí, evidentemente tiene un costo, pero eso es en beneficio de ambas partes, porque con base en esa referencia de la línea base ambiental es que podemos comparar a un periodo mediano o largo cuál fue el efecto de las actividades que realizó el contratista. De esa manera, si hay alguna referencia como mencionaba Comisionado de alguna contaminación cuando él encuentre el área, esa contaminación no puede hacerse responsable al contratista porque estaba previa a que él llegara. Entonces evidentemente tiene un costo, pero ese costo es en beneficio de las dos partes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más hay que definir el “cuando él llegara”, porque cuando él llegara es cuando realmente hace actividades que pueden tener un efecto ambiental. Durante todo este tiempo él no llega todavía físicamente.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo, pero sí tiene que hacer ese análisis para dejar asentado dentro de su expediente ante las autoridades ambientales y ante la Comisión cómo encontró el día que él asume la responsabilidad del área contractual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es lo que habría que revisar, si eso es lo más conveniente, si eso es lo que maximiza el valor para el Estado. Porque finalmente este tipo de Contratos de Producción Compartida tienen que ser de alguna manera pagados con los hidrocarburos que se lleguen a encontrar. Entonces es simplemente una cuestión de revisión porque el operador puede tener contaminación antes de que llegue en los cinco años después y tendría que hacer otra línea base ambiental para decir, “bueno, ahora sí ya voy a entrar” y cuál es la que se le va a considerar. Me parece que lógicamente debiera considerarse antes de que él llegara a tener unas actividades que tuvieran impacto ambiental, pero la hizo desde el inicio y ese inicio tiene un impacto en el valor presente neto porque es dinero que en el tiempo tiene un costo financiero. Ese es el punto. Yo sé que ahorita el planteamiento es que lo tiene que hacer en estos momentos, pero digo, son posibles mejoras que deberíamos de analizar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos podría leer la propuesta. Perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Cuando dije analizar, a lo mejor me estoy extralimitando. Eso a lo mejor es cuestión de la ASEA, ¿verdad? No sé.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De la Secretaría.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De la Secretaría de Energía para efecto de los contratos que decidiera emitir después.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto, mil disculpas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora sí Secretaria Ejecutiva. Son seis, ¿verdad? Acuerdos.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.41.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

ACUERDO CNH.E.41.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, 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 se aprueba el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.41.005/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Primer Programa de Trabajo para el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

ACUERDO CNH.E.41.006/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.41.007/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.41.007/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, 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 se aprueba el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.008/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.41.008/19

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018., el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.41.009/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Primer Programa de Trabajo para el Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.41.009/19

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 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al ingeniero Ricardo Trejo Martínez, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Trejo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Traemos ante ustedes este contrato que se derivó de la ronda 2 de la licitación 4, el cual se denominó como AP-CM-G09. El tipo de contrato es de licencia y tiene una vigencia de 35 años a partir del 7 de mayo del 2018. El periodo inicial de exploración es por cuatro años y se ubica frente al litoral del estado de Veracruz. Como podemos ver, aquí tenemos, bueno, el fundamento legal. El que nos rige es el de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos y las cláusulas referentes al contrato, donde se considera también los puntos referentes a lo que es contenido nacional, transferencia tecnológica, entre otros. Aquí podemos ver la ubicación de este contrato, el cual tiene como vecinos diferentes asignaciones de Petróleos Mexicanos también y un contrato en este caso de lo que es la ronda 1.4 perteneciente a Statoil. Pasemos por favor a la siguiente.

Como antecedentes, tenemos que en esta área se ha tomado diferente información sísmica tanto en lo que es sísmica 2D, así como también diversos levantamientos sísmicos. En este caso, vemos lo que es el levantamiento Anegada-Labay en esta porción y lo que es Yoka-Butub en esta ubicación. También se tienen algunos estudios de lo que son estudios electromagnéticos. Se han realizado estudios geológicos, con los cuales les ha permitido al operador en su momento identificar cuatro oportunidades. La superficie es de 2,917 km y bueno, tiene un tirante de agua de 1,900 a 2,600 metros. Pasemos por favor a la siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El objetivo del Plan de Exploración. Nos encontramos básicamente en la etapa de evaluación del potencial, pero sin embargo considera también la etapa de incorporación de reservas porque se tiene considerada la perforación de un prospecto que va enfocado al play Neógeno, referente específicamente al play Mioceno. Y bueno, se van a realizar diferentes estudios geológicos que le permitirán darle mayor certidumbre a sus actividades. Con lo referente al anexo 5 del contrato, el Programa Mínimo de Trabajo es de 6,100 unidades y tiene un incremento al Programa Mínimo de Trabajo de 48,700, para hacer un total de 54,800 unidades de trabajo. Pasemos por favor.

Este es el cronograma en donde se muestra. En este plan se tiene considerados dos escenarios, el cual se le denominó escenario A y escenario B. Como podemos observar, vienen lo que es actividades de geofísica relacionadas también a geología, la perforación de pozos y la seguridad, salud y medio ambiente. Para lo que es el escenario A y B, comparten ciertas actividades tanto de lo que es la compra, adquisición y procesamiento de información sísmica, la compra del reprocesamiento de líneas 2D por 1,800 km, la compra de adquisición y procesado de sísmica 3D WAZ y el reprocesamiento de esa sísmica 3D. También comparten los estudios geológicos regionales, en este caso enfocados a la interpretación sísmica, estudios de detalle cómo sería la documentación de recursos prospectivos y bueno, aquí es adonde se hace ya la diferenciación.

En el caso del escenario A, se tiene considerado perforar un prospecto que es Lapanit-1. En caso que los estudios, bueno, y para el escenario B se tiene Tsinka-1. En caso de que la interpretación que se esté realizando y el análisis vean que no se ve muy favorable la perforación del prospecto del escenario A, se estarían entonces detonando otras actividades que sería la adquisición y el procesado sísmico 3D y también lo que es lo referente a métodos potenciales. Van a realizar una adquisición y procesamiento de esa información. Como lo vemos aquí, estas serían las actividades diferentes del escenario B con respecto al escenario A y también cambiaría lo que sería el prospecto. En este caso, se enfocarían en el prospecto Tsinka. Como vemos las actividades, bueno, primero viene todo lo que es la parte la interpretación, el análisis de la información sísmica, su interpretación y posteriormente ya para hacia el 2021 y 2022, según el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

escenario que definan, se estaría perforando un prospecto exploratorio. Pasemos por favor.

Estas son las actividades como ya se las mencioné, solamente que aquí podemos ver ya dentro del área contractual en dónde quedan ubicadas las líneas 2D referentes al estudio gigante y la parte enfocada a lo que es el reprocesamiento sísmico del cubo Campeche 3D WAZ y la ubicación aquí del prospecto Lapanit-1. Pasemos por favor al siguiente.

Aquí, bueno, son las actividades del escenario B, en donde viene ya vimos lo que son las líneas 2D que comparten, así como también el reprocesado y se estarían adicionando en este caso las actividades relacionadas a los métodos electromagnéticos. Aquí también la adquisición y procesado del cubo 3D NAZ y la ubicación del prospecto Tsinka. Esas serían cómo estarían ubicado ahí las actividades para este escenario. Pasemos por favor a la siguiente. Aquí vamos a ver. Me pueden por favor adelantar.

Este es el prospecto del escenario A, donde podemos ver la expresión aquí en la sección sísmica. Esta es el área prospectiva. El prospecto tiene una profundidad programada de 4,150 metros con una probabilidad geológica del 56%. Va enfocado a explorar el play Mioceno, sería en la parte superior como en la parte superior. Y bueno, en caso de tener éxito, el recurso prospectivo que se tiene es de 2.9 tcf. Como vemos, es una estructura muy suave, pero sin embargo es amplia. Podemos pasar por favor a la siguiente lámina.

Este es el prospecto del escenario B, en donde tiene una profundidad programada de 4,700 metros, una probabilidad geológica de 54% y va enfocado, al igual, va al play Mioceno. En este caso, va tanto con objetivo Mioceno Superior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior. Y en caso de tener éxito, el recurso prospectivo a la media sería de 4.3 tcf. Pasemos por favor.

Con respecto al Programa de Inversiones, aquí se puede observar tanto para el escenario A como para el escenario B las inversiones van desde los 78 hasta los 88 millones de dólares y el gasto se va a enfocar principalmente a la perforación del pozo exploratorio. Y nada más en el escenario B, se estaría incrementando dada la actividad que se tendría de la información sísmica.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este es el Programa Mínimo de Trabajo, en el cual en el anexo 5 se tiene el compromiso de 6,100 unidades de trabajo, como ya lo mencioné. Y bueno, vamos a ver aquí cómo queda referente a cada escenario. Para el escenario A, las actividades que se van a realizar tanto de la sísmica como la interpretación, evaluación de recursos y la perforación en dado caso del prospecto Lapanit, daría un total de 56,878 unidades de trabajo. Para el escenario B, adicionando las actividades de la adquisición sísmica y también lo de los métodos electromagnéticos y la perforación del prospecto Tsinka-1, daría un total de 71,053 unidades de trabajo, con lo cual, al ejecutar tanto el escenario A como el B, estarían superando lo que se tiene comprometido que es de 54,800 unidades de trabajo. Podemos pasar a la siguiente por favor.

Con respecto a los programas asociados, se recibió las opiniones favorables por parte de Secretaría de Economía tanto para el cumplimiento en materia de contenido nacional, así como para los programas de capacitación y transferencia de tecnología. Y bueno, con respecto al Sistema de Administración, el regulado cuenta ya con una Clave Única de Registro. Pasemos por favor.

Bueno, como conclusiones, el objetivo del plan es probar el funcionamiento del sistema petrolero y, en caso de éxito exploratorio, incorporar recursos. El conjunto de las actividades realizadas y programadas se alinean con las mejores prácticas en consideración de lo siguiente. Los flujos de trabajo tanto para el reprocesamiento sísmico le permitirá pues tener un mejoramiento en la imagen del subsuelo. También el conjunto de los estudios exploratorios le va a permitir generar un portafolio de nuevos prospectos. Y bueno, en el caso de la perforación del pozo que se tiene previsto, bueno, se tomará información que le resultará valiosa para poder extrapolar en su área contractual dado que se llevarán a cabo toma de registros, también se cuenta con pruebas de formación, algunos núcleos de pared. Bueno, que eso, aunado con la información de la sísmica, permitirá hacer una calibración del modelo geológico. Y bueno, la secuencia operativa y tiempos programados para las actividades a desarrollar son acordes a las características y el grado de conocimiento del subsuelo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo cual, bueno, este plan se advierte técnicamente factible toda vez que las actividades planteadas permitirán maximizar el valor estratégico del área contractual mediante la consolidación de una cartera de prospectos jerarquizada y la perforación de un pozo. Eso sería todo por mi parte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Trejo. ¿Algún comentario Comisionados? Yo nada mas tengo, van por gas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y el asunto es aguas profundas. La parte de la probabilidad geológica, o sea, la probabilidad de encontrar en los dos casos (la probabilidad geológica) el porcentaje es muy, muy alto ya con la información que tienen actualmente. El punto aquí es: ¿sí se ve viable económicamente, siendo aguas profundas, ir por yacimientos de gas? O sea, desde el punto de vista económico no sé cómo lo...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Bueno, voy a contestar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Me gustaría por favor si podemos ir a la lámina 4. A ver, perdón, me equivoqué. Es en la 2, perdón. La zona principalmente en donde se ubican pues es zona donde se han tenido descubrimientos de gas, tanto gas seco como gas húmedo. Entonces de tener éxito esos prospectos le podría generar, en este caso a Petróleos Mexicanos, crear un polo asociado con los campos que ya tiene vecinos ahí productores de gas y lo cual le podría resultar de valor para el Estado dado la necesidad que se tiene ahora del gas. Por eso es que estas estructuras que les mostré de los prospectos son estructuras grandes y a lo mejor omití ahí mencionar en las imágenes se pueden observar indicadores directos de lo que podría ser presencia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos. Entonces eso le da un gran grado de incertidumbre a esta exploración y pienso que puede llegar a ser un proyecto rentable.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. Bueno, si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva podría dar lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.41.010/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018.

ACUERDO CNH.E.41.010/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción VIII y 44, 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 se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Roberto Gerardo Castro Galindo, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castro, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Les venimos a presentar el análisis y la evaluación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 correspondiente al campo Mulach, presentada por Pemex Exploración y Producción. La siguiente por favor.

En cuanto a la relación cronológica, necesito mencionar antes que este es el noveno Plan de Desarrollo de los denominados 20 prioritarios para la producción temprana de Pemex. Los ocho anteriores fueron Xikin, Chocol, Esah, Chec, Cahua, Ixachi, Uchbal y Manik y adicionalmente tenemos ocho campos más en evaluación en la Comisión para un total de 17. El plan lo ingresaron el 16 de junio del 2019. Se atendió las prevenciones, se enviaron prevenciones el 21 de junio. Existió una comparecencia el 25 de junio para solventar algunos detalles que se tenían como aclaraciones y prevenciones. Pemex ingresó la atención a la prevención el 3 de julio de 2019. Se declaró suficiencia el 10 de julio y estamos presentando hoy en Órgano de Gobierno este plan. La CNH ocupó 26 días naturales de este proceso y el asignatario 12 días naturales. La siguiente por favor.

En cuanto a las generalidades del campo, es un campo marino que se encuentra frente a las costas del estado de Tabasco a 19 al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas. Tiene un tirante de agua de 22 metros. Fue descubierto en el año 2018 con la perforación del pozo exploratorio Mulach-1EXP y a través de esa perforación se identificaron cuatro



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimientos. Los valores que observamos ahí de yacimientos son promedio para estos cuatro yacimientos. Porosidad 22.5%, presión inicial 507, presión de saturación 132. En los cuatro se identificaron aceite negro. Son formaciones del Mioceno Superior. Los mecanismos de empuje son expansión de roca-fluido y empuje hidráulico. La temperatura es aproximadamente de 100 °C y colinda con los campos Xanab y Yaxché. Cabe mencionar que con la perforación del pozo exploratorio no se identificó el contacto agua-aceite. La siguiente por favor.

El proyecto que presenta Pemex es para la extracción de la reserva 2P. El volumen original es de 165 millones de barriles de aceite y 63 mil millones de pies cúbicos de gas. La reserva que presenta para su proyecto para extraer son 30.33 millones de barriles y 11.88 miles de millones de pies cúbicos de gas. La siguiente por favor.

En cuanto al alcance de las actividades que plantean en el plan, este campo – como lo mencioné – resultó productor de aceite y gas asociado en formaciones del Mioceno Superior. El asignatario propone la perforación y terminación de seis pozos y 87 reparaciones menores. Son principalmente limpiezas, estimulaciones y rediseño del sistema de bombeo neumático. En el proyecto, Pemex presenta o propone extraer 30.33 millones de barriles de petróleo como ya lo mencioné, sin embargo, el límite de la asignación serían 30.29 millones de barriles de aceite y 11.86 miles de millones de pies cúbicos de gas. Aquí hay que hacer varias anotaciones principalmente. Bueno, empezamos diciendo que este campo tiene dos tipos de trampa, una estructural y una estratigráfica. Está limitado al Norte y al Sur por fallas. Como lo comenté, el pozo Mulach-4EXP identificó cuatro yacimientos, en los cuales se tomaron muestras de fluidos, se les realizó análisis PVT, además se tomaron registros convencionales y especiales, núcleos, muestras de canal y con lo cual se generó un modelo petrofísico.

En el yacimiento 4, que es el yacimiento superior, se realizó una prueba de producción. Los gastos reportados son 5,926 barriles de petróleo, no se reportó agua, y 2 millones de pies cúbicos de gas. La densidad del aceite es de 27.5 grados API. El Plan de Desarrollo plantea explotar estos yacimientos identificados con este único pozo productor que se encuentra en el área. Y hay que mencionar que el plan está dirigido a realizar actividades en un bloque que le llaman bloque sur, que se encuentra aquí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dividido por esta línea que es una falla de un bloque que le llaman bloque norte. La siguiente por favor.

En cuanto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos con relación a la tecnología y plan de producción – la siguiente por favor –, el asignatario presentó cuatro alternativas. Ustedes las están viendo aquí en pantalla. ¿Cuál es la diferencia principal entre ellas? Dos de ellas propone producir los pozos de manera natural y otros dos propone incluir bombeo neumático. De ahí vemos las grandes diferencias que existen en los volúmenes a recuperar y las inversiones. Viendo estas cuatro alternativas, se observa que la alternativa 3 es la que tiene mejores indicadores económicos. Esta es información que presentó el asignatario y está al límite económico, no al límite de la asignación. Del lado derecho podemos ver los perfiles de estas cuatro alternativas. La línea roja oscura con puntos es la alternativa 3 y es la que presenta una mejor alternativa para desarrollar de este campo, teniendo un pico de producción cercano a los 9,000 barriles de aceite. La siguiente por favor.

En cuanto a las actividades a realizar, se propone la construcción de una estructura ligera marina, la construcción de un oleogasoducto para llevar la producción multifásica desde la plataforma Mulach-A hasta Xanab-B, la construcción de un gasoducto para implementación del bombeo neumático, la perforación de seis pozos, dos en el 2019, dos en el 2019 y terminar un pozo en el 2019 y cinco más en el 2020. Se proponen 87 reparaciones menores y, como lo mencioné, consisten en limpiezas, cambios de aparejo, estimulaciones, mantenimiento de camisas y válvulas del sistema. Además, estos pozos se van a terminar con sensores de presión/temperatura para monitoreo de condiciones estáticas y dinámicas de los pozos. Y parte importante también es que la terminación de los pozos será de manera sencilla y doble selectiva, dependiendo de los objetivos que quieran alcanzar con los pozos. Hay algo también que es importante mencionar. El primero pozo que se va a perforar es el pozo Mulach-10 que tiene objetivo el yacimiento 4 que ya fue probado con una prueba de producción.

El cuarto pozo, el Mulach-4, se va a perforar de tal forma que tenga objetivo productor en el bloque sur, el yacimiento 1 y se va a aprovechar la trayectoria de ese pozo para evaluar las cuatro formaciones, pero en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bloque que le están llamando bloque norte. Más que para evaluar, es para corroborar la presencia de hidrocarburos en esas formaciones. Derivado de esta perforación y de los resultados que obtengan, pudiera haber una reclasificación en la reserva 3P a 2P en toda la parte que se llama bloque norte y parte del bloque sur, lo que le llevaría a tener un perfil de producción mucho mayor. Sin embargo, asociado a una modificación al Plan de Desarrollo porque tendría un cambio en la estrategia de explotación de este campo. La siguiente por favor.

En cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, en verde estamos viendo la producción de gas de otras asignaciones que utilizan la infraestructura y en rojo el gasto de gas del campo Mulach. Vemos que los pronósticos de producción de gas son inferiores a la capacidad de compresión que se tiene en la Terminal Marítima de Dos Bocas. El aprovechamiento se plantea desde el inicio con un 98%, cumpliendo la meta de aprovechamiento de gas. La siguiente por favor.

En cuanto a los mecanismos de medición, del lado izquierdo vemos la plataforma Mulach-A que es la que se va a construir. Posteriormente, la producción de esa plataforma se va en tipo multifásico a través de un oleogasoducto de 20" y de 4.5 km hasta Xanab-D, donde se junta con la producción de Xanab-D. Va a Xanab-C, se junta con la producción de Xanab-C y llegan hasta Yaxché-A donde se juntan otras corrientes. Ahí existe una medición de referencia para posteriormente igual enviarse de modo multifásico hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas donde el agua es medida de manera estática y el aceite separado es medido a la salida a través de una turbina y enviado a Palomas. En cuanto al gas separado en la Terminal Marítima de Dos Bocas, es enviado a la Estación de Compresión Litoral y posteriormente a Nuevo Pemex y a Cactus. Aquí hay que mencionar que están señalados el gasoducto que se va a construir para el bombeo neumático de 8" y 10 km y otros dos que están asociados a esta red de BN, sin embargo, no son parte de esta asignación. La siguiente por favor.

En cuanto al Programa de Inversiones que incluye tanto la inversión como el gasto, vemos que la mayor inversión está destinada al desarrollo, son 72.91%, lo cual incluye la perforación de pozos, la construcción de las instalaciones y una subactividad general. En cuanto a la actividad de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción, el mayor gasto está asociado a las intervenciones de los pozos. El total de la inversión y gastos son de 497 millones de dólares más otros ingresos que son 51.97, dando un total a 549.69 millones de dólares. La siguiente por favor.

Al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos hicimos un ejercicio para evaluar la alternativa que se propuso por el operador. Se consideró el pago de los derechos establecidos en la normativa aplicable vigente, sin considerar el impuesto sobre la renta. En la diapositiva se muestran los resultados correspondientes tomando en cuenta, además, las premisas que ahí mismo las vemos establecidas y se observa que los indicadores que se obtuvieron están en el mismo sentido de los presentados por el asignatario. Un punto a favor del asignatario es que, como ya lo mencioné, puede haber algún descubrimiento y una reclasificación de reservas, lo cual pudiera mejorar estos indicadores. Sin embargo, pues habría que ver las inversiones que se tienen que realizar al respecto. La siguiente por favor.

En cuanto a las recomendaciones. Como ya lo comenté, este campo solo tiene un pozo, el pozo exploratorio con el que se descubrió el campo. Entonces es necesario tomar información, pruebas de producción de presión en los yacimientos con el objetivo de validar lo que ya se presentó en el pozo exploratorio y también realizar actividades encaminadas a identificación, a identificar el contacto agua-aceite. En cuanto a los gastos de producción, el asignatario presenta cálculos de gastos críticos y propone producir sus pozos por debajo de esos gastos críticos. Entonces es importante una correcta administración de los ritmos de producción con el objetivo de mitigar la producción temprana de agua. Se recomienda generar modelos de simulación en el campo para evaluar estrategias que permiten incrementar la recuperación de hidrocarburos. Y con esta información que se vaya adquiriendo con la perforación y producción en los pozos, pues será necesario y se recomienda pues actualizar y en su caso pues también actualizar la estrategia para la mejora de la extracción de los hidrocarburos en este campo. La siguiente por favor.

Se revisó el cumplimiento de la normativa aplicable respecto de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes y el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos. La siguiente por favor. Y con esto finalizo la presentación y, derivado del análisis que acabo de presentar, se propone al Órgano de Gobierno emitir el dictamen en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04, campo Mulach. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias ingeniero Castro. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Se presentan cuatro alternativas. Las dos primeras no consideran bombeo neumático y las dos últimas sí. La que se elige es la 3 Y la diferencia entre las dos primeras y las dos últimas es la implementación del bombeo neumático. En las alternativas 1 y 2, la producción acumulada es del orden de 18 millones de barriles. La otra, la que se elige, está ahí en pantalla, es 30 millones. Hay un incremento del factor de recuperación muy alto, es una tercera parte más que en el de la alternativa 2. ¿Cuál es la explicación técnica desde el punto de vista de ingeniería petrolera en el área de yacimientos que nos permite tener ese incremento tal importante al utilizar un sistema artificial de producción solamente?

Repito, la alternativa 1 y 2 traen 18 millones de barriles, sería la producción acumulada. La alternativa 3 trae 30. O sea, eso es una tercera parte, pongamos 20 y 30 para números redondos. ¿Cuál es la explicación desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos para que se haya incrementado el factor de recuperación tanto con solamente la implementación de un sistema artificial de producción?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Adicional al sistema artificial, pues también se tienen más limpiezas en el aparejo. Eso también ayuda a mejorar el flujo de fluidos hacia la superficie. Entonces no nada más es el sistema de levantamiento artificial, sino las actividades de reparaciones menores para optimizar esas, como lo mencioné, el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, las reparaciones menores tienen que ver con la disminución del daño a la formación. Ahí se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ve también, en los primeros casos son 42, en la alternativa 2, y después pasa a 87. Pero todo eso de las reparaciones menores pues van a aliviar vamos a decir los daños que se van generando en la cara del pozo por cuestiones que van sucediendo en la operación normal de los pozos. Pero todo está siendo a nivel de pozo y el factor de recuperación se incrementa bastante. ¿Cuál es la explicación desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten ahí Comisionado. Hay que partir de dos cosas. Las limpiezas, como bien dice, es a condición de pozo, sin embargo, el pozo genera una contrapresión. Si la contrapresión es alta y empieza a mitigar el flujo del yacimiento hacia el pozo, se necesita energía adicional del yacimiento para que pueda tener el mismo aporte o va tener una caída mayor de presión por el daño que se va generando. A nivel del yacimiento como tal no se está modificando condición porque solamente lo que estamos afectando es pozo.

Entonces la respuesta es: no sería afectación al yacimiento, pero sí hay una indirecta, que es la contrapresión que está generando ese daño que se está haciendo por la limpieza. Es decir, si no hiciéramos esa limpieza, el pozo se abatiría, se abatiría, necesitaríamos mayor energía al gasto para que fluyera el fluido hacia el pozo y eso decrementaría la productividad en la vida. Cuando nosotros hacemos esta limpieza, si bien no afectamos al yacimiento, alargamos la vida productiva de este pozo, entonces puede acumular más solamente por este juego de contrapresiones. A parte de eso, también el propio sistema artificial nos va a alargar la vida. Entonces, si bien no afectamos al yacimiento, estamos afectando al pozo que de forma indirecta sí juega un papel contra el yacimiento por la caída de presión que va a tenerse.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero lo que se observa aquí es que el bombeo neumático perjudica las condiciones de flujo, porque cuando estamos viendo las alternativas 1 y 2 andan del orden de 40 reparaciones menores, pero cuando implementa el bombeo neumático se incrementa y eso cuál es la lógica.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ah, también es por la actividad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se hace a lo que son las válvulas de bombeo neumático y están consideradas ahí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero eso es a nivel pozo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- A nivel pozo, exactamente.
Digo, a nivel del yacimiento no está.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Por qué hace una
reparación menor? ¿O las reparaciones menores son también por el
cambio de las válvulas?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Sí? Pues no va lo que se
decía hace rato al daño.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No es la totalidad. No es la
totalidad, porque también se tienen estimulaciones, se tiene la limpieza
del aparejo y también se tiene considerado el cambio de válvulas de
bombeo neumático. Ahí hay que considera si es cambio de válvula en el
bombeo neumático, es a nivel pozo. Pero si no tiene también la inyección
correcta que están metiendo o se calza la válvula o ya no tiene el punto de
admisión, ¿qué va a pasar? Que no va a tener ese soporte para levantar el
líquido o para aligerar la columna. Entonces la contrapresión va a hacer
también que disminuya la productividad del pozo. A nivel de la
estimulación, ¿qué va a pasar? Pues obviamente el daño incrementa o se
pueden empezar a tener algunos efectos en la vecindad del pozo, lo cual
decrementa la productividad, disminuye la acumulación y ya es un efecto.
Si bien no hay una alteración al yacimiento como tal, solamente las
actividades de reparaciones nos pueden proveer alargar la vida productiva
de estos pozos y acumular por ende mayor hidrocarburos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que tal parece como que
todo esto fue a través de curvas de declinación. Sumándole el bombeo
neumático, pues hay un incremento de producción y eso nos da más
producción en un tiempo más corto y por más tiempo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero habría que analizar, y eso podría ser una recomendación, ya un análisis a nivel de yacimiento, toda la estructura del yacimiento, pozo e instalaciones superficiales. Porque también las instalaciones superficiales, como se dijo, podrían modificarse para tener una contrapresión menor y en un momento dado tener una recuperación adicional. Bueno, para mí está bien tal y como está presentado, nada más que sí llama mucho la atención estos volúmenes tan importantes que seguramente no están considerando el análisis del yacimiento. Lo van a tener que ir considerando, esto es un plan, en la medida que tengan más información lo van a tener que ir definiendo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí. Otro punto también adicional que sí se ve a nivel de yacimiento más de esto fue el análisis de gastos críticos. El análisis de gastos críticos solamente fue lo que se conjuntó y también digamos dos escenarios, uno con pico máximo y uno en plató de producción. Si vemos alternativa 1 y lo que sería la alternativa 3, si no mal recuerdo, están en términos de platós de producción. Perdón, alternativa 1 es con pico de producción junto con la 3, alternativa 2 y 4 también es plató. ¿Qué quiere decir? Que el ritmo de vaciamiento, ya si lo vemos a nivel de yacimientos, va a ser diferente. No es lo mismo tenerlo en alternativa 1 que llega hasta los 9,000 a la alternativa 4 que podríamos tener en términos de 7,000

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero la que se está utilizando es la alternativa 3 que anda arriba de 8,000 barriles por día en el pico.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así es. Pero eso tiene que ver más con la atracción del agua del acuífero. Pero por mí está bien la respuesta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Adicionalmente, y nada más para especificar el tema de las reparaciones menores, hay un programa para el 2026 donde se van a hacer optimizaciones de los puntos de inyección de gas para tomar en cuenta conforme la presión del yacimiento vaya variando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para eso, lo que se tiene que hacer es el diseño adecuado de las válvulas, de la posición de las válvulas, para evitar gastos adicionales. Eso es importante dentro de las recomendaciones. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, no sé si haya algún otro comentario. Yo tengo un comentario en cuanto a una lámina que no vimos aquí, pero que nos la dieron, en cuanto a la parte de las reservas. Nos dijeron que iban a las reservas 2P, sin embargo, de acuerdo a la documentación que nos entregaron, lo que es el bloque norte está clasificado como reserva 3P y ahí van a realizar la perforación de un pozo. Ese pozo, el Mulach-4. No, es Mulach-A creo, no sé cómo le van a poner.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- No, Mulach-4.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 4, OK.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, atraviesa el bloque norte, pero la finalidad es explotar el bloque que le denominan sur. Solamente que van a aprovechar ahí, si viéramos lo que está en pantalla, del lado derecho de la falla va a tener un desplazamiento importante. ¿Qué va a hacer? Va a atravesar bloque norte, van a tomar información ahí, pero el objetivo es en el bloque sur. De hecho, a eso va al yacimiento 4. Perdón, al yacimiento 1.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Al yacimiento?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Al yacimiento 1.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Que es el más profundo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 1, que es el más profundo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Aja, ese es el objetivo productor, el yacimiento 1 en la parte del bloque sur.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, van a atravesar la falla inversa hacia lo que sería el yacimiento y ver lo de las reservas 2P. O sea, no tiene por objetivo, pero sí explorar. ¿No? O sea, digamos ese tendría un doble objetivo finalmente. O sea, sería desarrollar o producir lo que dicen el yacimiento 1 y al final de cuentas quizá reclasificar, dado que les diera positivo, el bloque norte del yacimiento.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Si, corroborar el volumen. De hecho, el pozo tiene esta trayectoria que estoy señalando. Viene por aquí en el bloque norte, atraviesa las cuatro formaciones y termina en el yacimiento 1 en el bloque sur para producir aquí. Y aprovechará esa trayectoria para evaluar o corroborar los volúmenes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, en realidad tiene doble objetivo. Uno casi exploratorio y evaluación y finalmente de producción, o sea, para ir al yacimiento 1.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Así es. Y dependiendo de los resultados de este pozo, pues los pozos subsiguientes podrían rediseñarse conforme a lo que se obtenga en este.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, porque si tuvieran objetivo el yacimiento 1 ahí cercano, pues con el simple Mulach-1 hacer un casi paralelo. O sea, ¿el 1 lo taponaron?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Está taponado el exploratorio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y está abandonado. Entonces ahí podrían hacer una especie de 1A, ¿no? Para producirlo si fuera el objetivo nada más el yacimiento 1. Pero si quieren evaluar el bloque norte, en realidad por eso están haciendo esa parte.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho ahí Comisionados, el propio Pemex manifiesta que, en caso dado de que salga buena la parte de la evaluación en el bloque norte a partir de este pozo, podrían pasar de una estructura ligera marina a dos, aparte de incrementar de 6 pozos a 15 y podrían tener hasta una producción más de 30,000 barriles. ¿Por qué también esto? Porque 30% del volumen original se considera que está del otro lado del bloque o del otro lado de la falla. Entonces por eso tiene este pozo un doble objetivo. Uno sí es ir a explotar el yacimiento 1, que es el más profundo y es el que se tiene conocido. Sin embargo, en la trayectoria que va a tener alto desplazamiento tomar información de lo que sería el bloque norte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digamos para ser claros. Sí tendrían dos objetivos en este. ¿No? Y digo, yo supongo que si les saliera muy positivo, voy a ponerlo así, y al momento de evaluar el bloque norte, hasta quizá podrían cambiar su objetivo a nivel del pozo. No sé si hubiera ahí un yacimiento con mejores condiciones de los que tenemos en el Sur.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, también es expreso el asignatario que dice que en dado caso que encuentre condiciones favorables en la evaluación del bloque norte, modificaría el Plan de Desarrollo. Así tal cual lo expresa, porque ahorita el objetivo que tiene es el otro bloque con seis pozos, una estructura ligera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Digo, este se ve muy claro en el Sur y así clasificaron sus reservas, así están. OK, muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE RESERVAS, INGENIERA VERÓNICA ALEJANDRA CRUZ CASAS.- Precisamente por ello es Pemex le llama que es un pozo estratégico, porque sobre la trayectoria vertical van a tomar toda la información que puedan para poder realizar esas arenas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad tienen objetivos de exploración, de evaluación y de desarrollo. ¿No? Por eso es tan estratégico, pero bueno. No sé si haya algún otro comentario. Secretaria Ejecutiva, podría dar lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.41.011/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04. (Campo Mulach).

ACUERDO CNH.E.41.011/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:48 horas del día 18 de julio de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Primera Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva