



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:08 horas del día 7 de agosto 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 el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Sexta 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 Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0648/2019, de fecha 6 de agosto 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.

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 54 del Reglamento Interno de la CNH, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, para que funja como Secretario en esta sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Habiéndose verificado el quórum, 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 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-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Octli).
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0013-2M-Pilar de Akal-Kayab-04.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud Pemex Exploración y Producción, para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del segundo convenio modificadorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R01-L04-A5.CS/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



II.- Asuntos para autorización

II.1 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-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Octli).

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias, buenas tardes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Director Castellanos, antes que nada le damos la bienvenida a esta Comisión como Dirección General de Dictámenes de Extracción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Muchísimas gracias. Buenas tardes a todos. Como se comentó, vamos a presentar lo que es el dictamen técnico del Plan de Desarrollo para el campo Octli. Primeramente, vamos a poner la lámina donde presentamos cuál fue el proceso de autorización de este plan. Este se presentó por parte del operador el 26 de junio de 2019. Tuvimos la revisión técnica, comparencias, atención de aclaraciones que se hicieron durante el proceso, la suficiencia de información y el día de hoy vamos a presentar los pormenores de este plan.

Primeramente, tenemos que la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani se localiza en aguas territoriales del golfo de México frente a las costas de los estados de Veracruz y Tabasco a una distancia de 14 km como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

referencia de la ciudad de Coatzacoalcos. El campo tiene las siguientes características. Primeramente, tenemos que el operador petrolero es Pemex Exploración y Producción. Tiene un área la Asignación de 1,121 km², un área de extracción – que es la que estaremos presentando en este plan – de 20.3 km². Esta Asignación tiene como fecha el 27 de agosto de 2014. Tiene una vigencia de 22 años a partir del 27 de agosto de 2017. Es una Asignación de exploración y producción que permite al operador realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La profundidad a la que puede realizar estas actividades de acuerdo a lo que está establecido es que no tiene restricción en las formaciones geológicas en las que puede realizar sus actividades y tiene como colindancia la Asignación AE-0004-6M-Amoca-Yaxché-02.

Vamos a presentar ahora lo que son las generalidades ya del campo que se está presentando su plan. El área, como se mencionó, es de 20.3 km². Está en edades geológicas del Mioceno Superior y Plioceno Inferior. Tiene una porosidad promedio de 26.3%, una densidad de aceite promedio de 31 grados API, la temperatura de 85 °C, una presión inicial de 203.8 kg/cm² y una presión de saturación de 191.2 kg/cm² en promedio. En la figura se puede ver dónde está ubicado el campo y el futuro desarrollo que va a tener. La siguiente por favor.

En esta lámina les vamos a presentar lo que presentó el operador como lo que sería el alcance del Plan de Desarrollo. Se planea recuperar la reserva 2P de aceite de seis de los yacimientos que componen este campo y que se encuentran, como se mencionó, localizados en el Plioceno Inferior y lo que sería el Mioceno Superior. La propuesta del plan considera la perforación y terminación de 5 pozos de desarrollo, 4 reparaciones mayores, 15 reparaciones menores y sus actividades de abandono tanto en pozos como de infraestructura. Planea recuperar un total de 24.77 millones de barriles de aceite y 31.31 miles de millones de pies cúbicos de gas al límite económico de lo que sería el plan que sería en el 2036 y esto con un costo aproximado en inversión de 330.5 millones de dólares. Como se mencionó, este campo está compuesto por ocho yacimientos. El operador presenta trabajos de desarrollo exclusivos sobre lo que serían solamente seis de estos yacimientos. Va a perforar cinco pozos. Perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es la siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Va a perforar cinco pozos. Estos pozos van a estar produciendo a la vez en dos yacimientos. Posteriormente, algunos de ellos van a tener reparaciones mayores. En el caso del pozo Octli-4 y Octli-6 únicamente van a lo que sería el yacimiento 2 que es el que vemos que tiene mayor tamaño y mayor potencial. Y posteriormente, conforme se vaya agotando la reserva a extraer por cada uno estos pozos, en el caso de los que están produciendo en dos de los yacimientos se van a estar moviendo hacia otros yacimientos para también extraer esa reserva. Esta es la estrategia de desarrollo que está presentando Pemex Exploración y Producción. La que sigue por favor.

El volumen original y las reservas que se tienen en estos yacimientos que van a ser explotados. En volumen original en aceite tenemos 104.3 millones de barriles. Para lo que sería el gas tenemos 73.46 miles de millones de pies cúbicos y después en la gráfica de la derecha tenemos lo que sería la reserva que se va a extraer de estos yacimientos. En la reserva 2P, que es la que está enfocada a este plan, tenemos 24.77 millones y en lo que sería el gas tenemos 31.1 miles de millones de pies cúbicos. La que sigue por favor.

El dictamen se hizo en cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos. Primeramente, revisamos lo que es la tecnología, el plan de producción que nos permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Y aquí lo que hizo el operador – la que sigue por favor – es que nos está presentando tres alternativas de extracción. Estas tres alternativas de extracción, como vemos, la alternativa que ellos seleccionaron para poder llevar a cabo el desarrollo del campo es la alternativa 1, donde se puede ver, al igual que las otras alternativas, que vamos a tener cinco pozos a perforar y a terminar. Tenemos igualmente una estructura marina y lo que sería un ducto y lo que las está diferenciando en este caso son el tipo de terminación y las reparaciones mayores que vamos a estar haciendo nosotros para poder llegar a los seis yacimientos que se pretenden explotar que, como se pudo observar, tenemos diferentes arenas en las que nosotros tenemos que perforar o se tiene que perforar los pozos con diferentes geometrías y se tiene que buscar la manera más óptima en la que estos pozos atraviesen el mayor número de las arenas para que podamos nosotros explotarlas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una manera más eficiente. Tenemos, como se mencionó, va a tener unas inversiones de 259.75 millones de dólares, un gasto de operación de 70.75 millones de dólares y otros egresos de 25.32. Estos otros egresos se refiere a lo que va a pagar o las inversiones que tiene que hacer la Asignación para poder manejar su producción en instalaciones que están fuera de la Asignación.

Presenta un indicador económico en VPN antes de impuestos de 936 millones de dólares, un VPN después de impuestos de 207 millones de dólares y tenemos una eficiencia de la inversión después de impuestos de 0.97. En la parte derecha podemos observar cómo se va a dar el pronóstico de producción de cada una de las alternativas y, observando la línea que tiene los triángulos, podemos identificar que es la alternativa que está seleccionando el operador para poder maximizar el volumen de hidrocarburos y también tener indicadores económicamente viables para el desarrollo de este plan. Si, Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No me queda claro la diferencia entre las alternativas. Una alternativa es una estrategia de desarrollo, entonces tres alternativas son tres estrategias diferentes de desarrollo. ¿Pero cuál es la diferencia real entre la 1, la 2 y la 3?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- La diferencia real la vamos a tener, como se puede ver, realmente va a estar en lo que serían las reparaciones mayores. Si puede revisar, en la alternativa 1 vamos a tener cuatro reparaciones mayores y esto se debe a que la terminación del pozo va a tener en algunos casos una terminación sencilla donde solamente se tiene el aparejo de producción para producir una sola arena y otros vienen con lo que le llaman ellos terminaciones *commingled* o conjuntas donde van a poner a producir dos intervalos al mismo tiempo. En el caso de la alternativa 2 no se utiliza este tipo de terminación de pozos, sino que van a bajar ellos aparejos dobles dentro del pozo. Y lo que van a hacer, como esos aparejos operativamente permiten producir también las dos arenas al mismo tiempo, pero limitan la reparación de los pozos y son más costosos que las terminaciones sencillas y conjuntas. Lo que vamos a ver en la alternativa 3 es que también va a hacer terminaciones sencillas y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

terminaciones conjuntas, pero la estrategia de ir poniendo las arenas, la secuencia en la que se van a ir poniendo las arenas a producir es diferente y en algunos casos, donde no se tienen los aparejos digamos conjuntos para poder producir las áreas, se van a tener que hacer reparaciones mayores independientes. Esas son las principales diferencias que hay en las alternativas.

Aquí vamos a ver lo que es el cronograma o el programa que tiene ya calendarizado por año el operador para poder realizar estas actividades. Ahí vienen los cinco pozos a perforar, que es lo que se va a hacer, uno este año, cuatro para el año que viene. Se tiene programado también lo que es la instalación del ducto y la plataforma para 2019 y posteriormente ya lo que son a partir del año 2021 y 2022 pues vemos cómo está distribuyendo sus diferentes reparaciones menores y las cuatro reparaciones mayores que va a realizar a lo largo del desempeño de este plan. Y, por último, en el 2035 y 2036 vemos el taponamiento de los pozos y el abandono de la infraestructura que es la plataforma y el ducto que van a instalar.

Posteriormente, igualmente en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, estuvimos revisando lo que es el cumplimiento del Programa de Aprovechamiento de Gas y ahí lo que podemos observar nosotros es que, como se comentaba, la Asignación Octli primeramente fluye hacia lo que sería la Asignación Cahua y después llega todo a tierra a lo que se llama la batería Rabasa. Dentro de la batería Rabasa lo que vemos nosotros es ahí acumulado la producción de gas que tendrían los tres campos donde todo se va a procesar en Rabasa. Vemos que la capacidad instalada que tienen en esta instalación, aun llegando nosotros al pico de producción de gas que sería entre el 2027 y 2028, tiene la capacidad suficiente en cuanto a compresión y también nunca tenemos nosotros problemas para tener el manejo suficiente del gas y cumplir con el 98% del aprovechamiento de gas durante toda la vida del proyecto.

Igualmente, se revisaron lo que son los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Aquí podemos ver lo que es la filosofía de operación del campo, cómo va a mover su producción. Tenemos que todo va a salir de la plataforma Octli, donde se tiene una medición operacional. Posteriormente, la producción se va a mover hacia la plataforma Cahua-A, donde se va a integrar la producción de las dos plataformas, tanto de Octli



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y de Cahua. Y todo eso posteriormente se mueve hacia tierra a la Batería de Separación Rabasa, donde también se va a tener instalado un punto de medición operacional. En esa batería de separación se separan las dos corrientes de gas y aceite. La corriente de gas vemos que se va a mover hacia la Estación de Compresión Rabasa, donde se va a tener un punto de medición de referencia y posteriormente todo se va a entregar hacia el CPG La Venta, donde tenemos el punto de medición fiscal y posteriormente se integra al Sistema Nacional de Gasoductos.

Por su parte, lo que sería la corriente de aceite va a salir hacia la Planta Deshidratadora La Venta. Ahí vamos a tener un punto de medición de transferencia. También vamos a tener un punto de medición de lo que sería el agua que se está separando del aceite y cómo se va a ir hacia los pozos letrina y tenemos ese punto de medición. Posteriormente, lo que sería ya la corriente limpia de aceite se estaría moviendo hacia el Centro Comercializador Palomas, donde se tiene también instalado el punto de medición fiscal y posteriormente pues sale a la parte de exportación.

Pasamos a lo que sería el Programa de Inversiones. Como se comentó al inicio, teníamos nosotros o tenemos que el operador presentó un programa de Inversiones por 330.5 millones de dólares. Tiene un monto adicional que serían otros egresos por lo que se comentó del manejo de su producción fuera de la Asignación y esto nos lleva a un costo total de 355.82 millones de dólares, que está dividido el 70.65% para lo que serían las actividades de desarrollo. En producción tendríamos el 20.35% y el abandono sería aproximadamente el 9% de todo lo que serían estas inversiones.

Aquí tenemos la evaluación económica que se realizó con las premisas que utiliza la Comisión Nacional. Tenemos un precio del aceite de 24.77. Perdón, eso es el volumen a recuperar serían 24.77 millones de barriles, el gas, perdón, 31.31 miles de millones de pies cúbicos. La producción de gas a venta, descontando lo que sería el 2% de lo que tenemos ahí que van a utilizar para autoconsumo y gas no aprovechado nos da un valor de 28.64 miles de millones, un precio de aceite de 62.04 dólares por barril, el precio del gas 2.93 por millar de BTU. Lo que sería una tasa de descuento, a diferencia de lo que utiliza el operador de 7.5%, aquí lo hacemos con 10% de tasa de descuento, un tipo de cambio de 20.5 y esto nos da un VPN antes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de impuestos de 819 millones de dólares. Ya descontando los impuestos y derechos nos quedan 97.96 para el operador. Nos da una TIR antes de impuestos de 181%. Para el caso descontando los impuestos nos da de 32%. El VPI son 204.99 y lo que sería ya el VPN/VPI (la relación) nos da de 4 en el caso del valor antes de impuestos y para después de impuestos tenemos un valor de 0.48. Esto es utilizando las premisas de la Comisión.

Tenemos ahí unas recomendaciones que se desprenden de la revisión técnica que se hizo del documento y del plan que se presentó y sería evaluar la posibilidad, con base en el resultado de la caracterización de yacimientos, desarrollar la parte sur del área de extracción. Esto que les estamos recomendando pues está en función de cómo van a tener ellos su desarrollo y lo pudimos ver en el plano. Y también que al final, cuando el operador vaya perforando sus siguientes pozos, pues va obteniendo información adicional del modelo estático y el modelo dinámico que pudieran permitirle visualizar otras alternativas dentro del área de extracción.

También tenemos en cuanto a la optimización de la infraestructura. Dice ahí que podemos realizar un estudio de factibilidad para evaluar las ventajas operativas de la selección de una infraestructura que brinde mayores posibilidades en cuanto a la implantación de un sistema artificial de producción que pudiera implementarse. Esto, claro, se tiene que hacer una evaluación de la infraestructura que podrían ellos plantear y económicamente si les es viable o no utilizar esta infraestructura.

Todo el dictamen se hizo cumpliendo con la normatividad aplicable, lo que sería la Ley de Hidrocarburos, cumplimiento a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento a los Lineamientos de Planes de la Comisión, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y también cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Como resultado de todo este análisis que se hizo tanto técnico como normativo y económico, se tiene que derivado del análisis presentado se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 (campo Octli), presentado por Pemex Exploración y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Producción, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Castellanos. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es con respecto a la redacción del dictamen. Todos tenemos bien claro, lo hemos repetido muchas veces aquí en el Órgano de Gobierno y lo sabemos bien desde el punto de vista de la ingeniería que los Planes de Desarrollo cambian en el tiempo. Entonces aquí la redacción dice, "mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación". Entonces no necesariamente tiene que ser así. Habrá que redactar en ese sentido. Creo que así traemos muchos. Hasta hoy nos estamos dando cuenta o me di cuenta de esta situación y creo que hay que modificarlo en el dictamen.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, lo consideramos para que se ponga, "hasta en tanto no requiera alguna modificación o actualización". Bien, lo consideramos doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien. Muchas gracias maestro Castellanos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Este es parte de los 20, bueno, 22 porque de alguna manera no estaba considerado de los primeros 20 campos descubiertos y sumaron otros dos y está dentro de los dos campos que sumaron nuevos. ¿No? Octli. Podemos hacer digamos el resumen de todos estos campos. Ingeniero Trejo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Para conocimiento de todos y hacer la enumeración de los campos que se han presentado. Fue Xikin, Chocol, Esah, Cheek, Cahua, Ixachi, Uchbal, Manik, Mulach y hoy Octli es el décimo plan que presentamos ante el Órgano de Gobierno. Asimismo, tenemos siete en ejecución, todavía en análisis, lo cual suman 17 de esta primera fase que teníamos de 20. Solamente faltan tres. En el pico de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción hasta el momento con este décimo plan se tendría, en 2022, 232,000 barriles por día conforme a lo que se viene presentando en los planes y de gas 790 millones. Es decir, que estos 10 planes el pico de producción tanto de gas como aceite sería 2022. Solamente faltan tener el resultado de los siete adicionales, para lo cual sería la producción total que se tendría cuando menos en los planes presentados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Yo nada más tengo una pregunta complementaria. ¿Del pozo Octli-1 se hizo alguna prueba de producción? ¿En qué yacimiento se hizo la prueba?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- La mayoría, se tiene el pozo explorador Octli-1. Ese fue el primero que atravesó las arenas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que creo que sí es una ventaja. Ahí está.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Y después se hizo, debido a lo que es el buzamiento del yacimiento que viene bajando, se decidió hacer una ventana para que pudieran también observar la continuidad de los yacimientos. Se tienen algunas pruebas de producción. Si no mal tengo entendido, fue en el yacimiento 2. Pero las demás formaciones por lo pequeñas que están se decidió hacer toma de información con los...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- MDT.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- MDT. Ajá, con los tomadores de información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Y digamos ya en la ventaja, uno de los yacimientos, el 7, ya tiene agua. ✓

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, exactamente. Y también la forma en la que se encontraron las arenas, pues no muchas de ellas por el tamaño que tienen. ✓



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El espesor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y el espesor, pues también debieron haber tenido algunos problemas para poder bajar, disparar y probarlas y entonces decidieron ellos antes de eso con los tomadores de información tomar esa información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos, el mayor volumen está en el yacimiento 2 y es el que también tiene gas. O sea, tiene una especie de gas casquetito.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, y ahí también fue donde se pudo observar y se descartó la posibilidad de extraer hidrocarburos del yacimiento 5 que no tiene mucho espesor y mucha potencia y del yacimiento 8. Ahí fue como ellos pudieron seleccionar las seis arenas sobre las que se van a enfocar en el desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muchas gracias. Si no hay más comentarios, Secretario nos podrías 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.46.001/19

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-0009-3M-Tucoc-Xaxamani-01 (Campo Octli).

ACUERDO CNH.E.46.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 correspondiente a la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0013-2M- Pilar de Akal-Kayab -04.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Ricardo Trejo Ramírez, 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, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionados, Comisionada. Traemos ante ustedes la modificación al Plan de Exploración de la Asignación AE-0013-Pilar de Akal-Kayab-04. Aquí bueno, el fundamento legal del que estamos partiendo es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos y el Título de Asignación. Me puedes regresar por favor



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tantito. Esta es la ubicación de la Asignación que vamos a hablar. Como vemos, colindancias pues tiene las demás Asignaciones de Petróleos Mexicanos y solamente pega con un contrato de la ronda 2.1 que es operado por Total. Pasemos por favor.

Se ubica en la plataforma continental del golfo de México frente a las costas del Estado de Campeche aproximadamente, bueno, a 90 km de lo que es al noroeste de Ciudad del Carmen. La superficie es de 963 km² y la batimetría es de 30 a 90 metros. Estamos hablando de una Asignación que se encuentra en aguas someras en el Sureste, estructuralmente en la zona denominada como el Pilar de Akal, adonde se ha tenido, bueno, producción histórica. Como vemos, se tiene muchos campos ya descubiertos en esta Asignación, los cuales la mayoría han resultados productores en el Mesozoico y se tienen solamente dos campos Terciarios, los cuales son productores en el Plioceno que es Utan y Uchak. Pasemos por favor.

Bueno, aquí el objetivo de la modificación del Plan de Exploración para este periodo adicional. Primero quisiera comentar que, bueno, esta Asignación se encuentra ya en una etapa de incorporación de reservas y la modificación es incorporar reservas de hidrocarburos buscando la continuidad de los plays establecidos en el Mesozoico, continuar evaluando el potencial petrolero de la Asignación buscando la extensión del play Kimmeridgiano productor en los campos Ku, Maloob, Zaap, Sihil, Manik y Taratunich y procesar información sísmica 3D enfocada a seguir adquiriendo conocimiento sobre el play hipotético del Presal.

Las actividades planteadas en la modificación. Bueno, en este caso cuando se aprobó este plan se manejaron dos escenarios: un escenario base y un escenario incremental. Para este caso, el escenario base sigue, no presenta ningún cambio y sin embargo en el escenario incremental es adonde se están adicionando las actividades. Principalmente por cuestiones contractuales, en este caso al interior ahí del operador, se tenía considerado un reprocesamiento o un procesamiento con el nombre "Unión PSDM Campeche Oriente", el cual se tuvo que dividir en dos estudios. El primero se llama Ayatsil-Kumaza y el segundo Tsimin-Abkatun, de los cuales, bueno, para este caso lo que se actualizó fueron las fechas ya reales con las que se empezó a llevar a cabo ese procesamiento, el cual



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues ya se estaba... Los kilómetros son los mismos, nada más se separaron en dos nombres.

Y bueno, se adicionan dos estudios exploratorios. Estos van relacionados directamente pues a la perforación del pozo Ku-201. En este caso es un estudio de prueba de prospectos y bueno, y el VCD del mismo. La inversión considerada es de 36 millones de dólares para este caso. Aquí en el mapa se puede ver la ubicación de los procesados. En este caso, bueno, este es el Ayatsil. Bueno, y como vemos, la ubicación aquí del pozo Yaaxtaab. Con estos procesados pues se pretende pues explorar todas esas posibles zonas que pudieran tener potencial y tratando de que ya deje pues de ser en dado caso un play hipotético y poder buscar una buena ubicación para más adelante tener otro prospecto y que tengan el éxito que se busca, en este caso el éxito exploratorio encontrando hidrocarburos en esas secuencias ya del Jurásico. Bueno, los pozos que se perforaron en este periodo adicional pues es el Jalachil y el Yaaxtaab. Ambos resultaron improductivos y ahora el pozo que se está trayendo aquí ante ustedes en este plan es el Ku-201. Pasemos por favor a la siguiente.

Este es el cronograma de actividades, en el cual los estudios se ven aquí los que son del escenario base y en un gricesito lo que es el escenario incremental y bueno, las actividades realizadas. Para este caso los procesados ya están en marcha como se tenían programados. Ya están muy avanzados, están próximos ya a su culminación y lo que sí está ahorita las actividades que se estarían llevando a cabo pues es la perforación del pozo Ku-201 y en su momento la prueba de prospectos para esto. Bueno, aquí vemos el calendario cómo quedaron reprogramados ahí en el tiempo ambos procesados. Y bueno, y los cronogramas. Bueno, aquí en el cronograma ya los tiempos reales en que se perforaron tanto el Jalachil como el Yaaxtaab-1. Pasemos por favor a la siguiente.

Bueno, aquí voy a comentarles un poco sobre el prospecto que estamos trabajando. En este caso, va como objetivo al Kimmer. Tiene un tirante de agua de 88 metros y la trampa es de tipo estructural. La profundidad programada es de 4,750 metros verticales y, como tiene una pequeña desviación, en este caso la desarrollada sería de 4,950 metros. Como podemos observar, hay un pozo cercano, en este caso a 3 km, que es el Ku-301, el cual resultó improductivo, pero sin embargo durante la perforación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se tuvo algunas manifestaciones de gas. Y bueno, ahora con los estudios que se han estado realizando de los procesados, este se observa un poco estructuralmente más alto con respecto a lo que es el Ku-301 y pues van buscando la presencia aquí del play Kimmer y que se tenga presencia en estas geometrías que se observan aquí en la sísmica que pudieran ser representativas de presencia de bancos. La probabilidad, bueno, el recurso prospectivo que se tiene aquí a la media es de 40 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 43%. Pasemos por favor.

Aquí el Programa de Inversiones. El escenario base no presentó cambios, únicamente se va a manejar lo que es las inversiones que se están adicionando. En este caso, son de 36 millones de dólares y la mayor parte de la inversión pues va ligada a la perforación de este pozo. Como vemos aquí, el 95.7% abarca la perforación del pozo Ku-201. Pasemos por favor a la siguiente lámina. Como conclusiones, pues la modificación consiste en dar continuidad a las actividades previamente aprobadas y adicionar nuevas actividades que permiten continuar con la actividad para probar la existencia de hidrocarburos y permitir la incorporación de reservas. La ejecución de las actividades propuestas permiten acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo mediante la perforación de un prospecto y en caso de tener éxito estaría incorporando reservas del orden de 17 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y bueno, las actividades previstas en el plan, la ejecución de la totalidad de las mismas proyecta una inversión total para el escenario incremental en este caso de 36 millones de dólares. Eso sería lo que traemos este día aquí para ustedes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Trejo. ¿Algún comentario Comisionados? Si, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora. Solamente entiendo que el pozo está ahora previsto en esta modificación en el escenario incremental y que pues en consecuencia no se ha iniciado con la posible perforación del mismo. Y es un supuesto que por lo que hace a los tiempos es exactamente igual a la modificación al Plan de Exploración que vimos ayer en el que yo decía pues, a diferencia de otros planes en donde yo he votado favorablemente porque se hacía la acotación en la resolución de que el asignatario tendría que tener el título jurídico correspondiente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que le permitiera llevar a cabo las actividades, pues aquí estamos ya claros, ciertos de que PEP, digamos el Título de Asignación hoy vigente pues concluye entiendo el 27 de agosto y por esa razón, por una cuestión de tiempos, es que al igual que el día de ayer en una de las modificaciones, en esta ocasión mi voto sería en contra por la razón que ya dije ayer y que creo que no tiene mucho sentido repetir. Es una cuestión de tiempos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Algún otro comentario Comisionados? Yo tengo. Ah, por favor maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias. No, aquí simplemente nosotros queríamos proponer un punto adicional a los resolutivos que platicamos con el ponente del tema y con el equipo técnico en relación a hacer una solicitud al operador de ajustar su cronograma con respecto a aquellas actividades que al día de hoy ya se encuentren desfasadas. Esto con el objeto de darle consistencia al cronograma con la realidad. Es lo único que quisiéramos solicitarle al operador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que eso normalmente lo hacen, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, pero en esta resolución no se dice explícitamente. Simplemente quisiéramos incluirlo como un punto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro que sí. Perdón yo tengo dos preguntas que en realidad son totalmente dudas. ¿A qué distancia está de la Asignación este pozo, o sea, del límite de la Asignación?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- ¿Del límite? A 300 metros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 300 metros. ¿Por qué se llama Ku? O sea, viendo la distancia que se tiene del campo Ku, pues yo creo que está a más de 6 km, sino es que más, a 8 km. No sé cuánto sería. No, más, a 12 km. Está menos. O sea, ¿por qué es esa nomenclatura? O sea, digo, por eso digo es una duda. Creo que está muy, muy lejano del campo Ku y se ve una estructura totalmente aparentemente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

independiente a lo que sería el campo Ku. ¿Por qué? O sea, nosotros no hicimos alguna pregunta, el por qué.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Doctora, en este caso el operador tiene o el concepto que él maneja era que pudiera tener unos bloques adyacentes a su campo. Y como vemos en un principio, bueno, perforó el Ku-301.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Pero no, digo, ahora sí que como diría el Comisionado Pimentel ayer, no porque alguna vez se hizo mal vamos a seguir haciéndolo mal. ¿No?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí. Bueno, ahorita lo que se podría hacer es hacerles esa recomendación a ellos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, lo que pasa es que si nosotros vemos está más cerca Ixtoc, está más Kambesah, está hasta Taratunich creo. O sea, está Akal, está Kutz, o sea, me llama mucho la atención la distancia y el nombre. Digo, y el asunto es que si no hacemos una recomendación desde aquí después en pozos se nos vuelve a ir. ¿¿No? Ese es el punto. Entonces nada más ese comentario. No sé doctor querías comentar.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, bueno. Sí, efectivamente esta numeración es cuando hay un bloque.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adyacente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Adyacente, diferente. Pero aquí no está muy adyacente que digamos. ¿No? Si, en la solicitud de perforación del pozo ya está dentro. O sea, ya nos la enviaron pues y estamos en esa revisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, o sea, ya la tenemos y seguramente ya hicimos prevención o no la hicimos. O sea, no sé en qué



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

posición estamos, pero a lo mejor no hicimos la prevención del nombre. ¿No? Digo, el problema es de que a veces si no hacemos un *warning* aquí, después en pozos se nos va. ¿No? Entonces yo creo que sí vale la pena como que hacerlo notar, porque en realidad no es adyacente. O sea, ojalá que tenga suerte este pozo, pero pues tendría que ser otro campo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo analizamos y lo vemos en la cuestión de la solicitud de perforación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. ¿Algún comentario?
Por favor Secretario nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.46.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0013-2M-Pilar de Akal-Kayab-04.

ACUERDO CNH.E.46.002/19

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, último párrafo, 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 mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0013-2M- Pilar de Akal-Kayab -04.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de la empresa Pemex Exploración y Producción, para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero José Adrián Cortés Cuamatzi, Director de Área en la Dirección General de Autorizaciones 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 Cortés, por favor.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados, con su venia doctora Porres. Ponemos a consideración del Órgano de Gobierno una solicitud para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial presentada por la empresa Pemex Exploración y Producción. La solicitud presentada es en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que está relacionada con el reprocesamiento de datos sísmicos 2D y 3D denominado Lankahuasa Norte 2D y 3D.

La revisión de la solicitud fue realizada con base en los fundamentos legales de la Ley de Hidrocarburos, de las disposiciones administrativas de ARES, así como el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Siguiendo. En atención a la solicitud, se realizó en los siguientes tiempos. La solicitud fue recibida en la Comisión el 2 de julio. Posteriormente se envió un oficio de prevención a Pemex, el cual Pemex respondió el 25 de julio. Se revisó, se hizo una revisión técnica y hoy 7 de agosto se somete a su consideración en este Órgano de Gobierno. Siguiendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien. Ahora, podemos aquí observar la ubicación del proyecto que se encuentra en aguas someras en las provincias petroleras Tampico Misantla y Golfo de México. El polígono que está en línea roja es la solicitud de autorización, el área de autorización. Ahora, pueden ver adentro en contorno relleno color azul transparente ese es el área de la sísmica 3D, la cual es la unión de varios cubos sísmicos que es Lankahuasa Norte, Shanit-Q, Tzumat y Faja de Oro A y B. Asimismo, se pueden apreciar en el Norte líneas sísmicas 2D, las cuales están delimitadas ahí. Cabe mencionar que en el centro se encuentran áreas de extracción de Pemex que son Carpa, Marsopa, Bagre y Atún. Los objetivos geológicos son el Mesozoico y Cenozoico y como objetivo de este proyecto es el reprocesamiento de sísmica 3D y 2D, mejorando el modelo de velocidades sísmica considerando la anisotropía del área, aplicando algoritmos Kirchhoff y RTM, que es *Reverse Time Migration*, para obtener imágenes sísmicas más precisas para interpretación de estructuras geológicas complejas. Esto atenuando la complejidad de las velocidades que hay en el área. Siguiendo por favor.

Bien, para el proyecto se presenta el siguiente cronograma que tiene una duración de seis meses y dos semanas, el cual dará inicio el 20 de agosto de 2019, con fin del 4 de marzo de 2020. Posterior a esto, Pemex enviará 60 días hábiles posteriores al término del proyecto todos los datos de entrega que son los volúmenes sísmicos, reprocesados 3D y 2D. Cabe mencionar igual que en este cronograma será actualizado una vez que se notifique a la Comisión el inicio de actividades de este proyecto. Siguiendo por favor.

Bien, los entregables de los productos sísmicos para 3D y 2D son *gathers Pre-Stack Depth Migration Kirchhoff*, migración preapilado en profundidad *Reverse Time Migration*, modelo de velocidades *Pre-Stack Depth Migration*, el informe final del procesado, así como información adicional, la cual contempla volúmenes en su mayoría en dominio de tiempo y volúmenes *Fast Track* que son apilado *Kirchhoff Pre-Stack Time Migration*, *gathers Kirchhoff Pre-Stack Time Migration*, conjunto de apilados *Pre-Stack Time Migration* en ángulos cerrados, medio y lejano, así como la interpretación de horizontes finales que se utilizaron para realizar el modelo de velocidades, así como un volumen final Kirchhoff PSDM con parámetros de anisotropía. Siguiendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien, los beneficios del proyecto son generar una imagen sísmica con mayor detalle mediante el reprocesamiento de información 3D y 2D para alcanzar un mayor entendimiento del subsuelo que permita documentar oportunidades exploratorias, así como identificar estructuras asociadas a altos de basamento que son típicos en esta área y sistemas de fallamiento extensional en el área, mediante el incremento de resolución de la imagen sísmica, mejorando la definición de rasgos estructurales para la identificación de trampas. Estas trampas se originan ahí por el sistema de fallamientos. También mejorar las interpretaciones geológicas y estratigráfica en las provincias petroleras Tampico-Misantla y Golfo de México mediante un modelo de velocidades sísmicas, considerando la anisotropía del área y el uso del algoritmo de migración en profundidad RTM, así como reducir el riesgo geológico en la búsqueda de nuevas áreas potenciales productoras de hidrocarburos en el Mesozoico y Cenozoico. Siguiendo por favor.

Bien, la evaluación técnica y administrativa. La solicitud de advierte técnicamente factible una vez que se cumplen los requisitos y criterios establecidos en las disposiciones administrativas conforme a los artículos 16, 17 y 18, los cuales es el formato ARES-B, comprobante de pago, derechos de aprovechamiento, la descripción del proyecto, manifestación de si las actividades serán realizadas por su cuenta propia o un tercero, escrito libre en el que se describa la modificación a la inscripción del padrón de Pemex y diferentes elementos del proyecto. Siguiendo.

Bien. Por lo que Comisionados se somete a su consideración la solicitud de autorización para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial de Pemex en la modalidad sin adquisición de datos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. ¿Algún comentario Comisionados? Por favor doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿No había ya hay ARES en esa zona, varios ARES?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Si, de hecho hay varios ARES porque recordemos que los ARES no contemplan una exclusividad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- si, yo sé.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Hay varios ARES ahí de reproceso de datos sísmicos 2D y 3D. Asimismo, hay ARES de adquisición de datos que son de las líneas sísmicas 2D. Por ejemplo, un mega proyecto que cubre todo el golfo de México de líneas 2D. En esta área particular solo se va a enfocar a un reprocesado de datos sísmicos 2D y 3D usando el algoritmo de RTM. ¿Por qué? Porque anteriormente estos volúmenes son de los años 2000 esa sísmica. Entonces pretenden mejorar con el algoritmo RTM la definición de velocidades, definición de estratos, espesores, delimitación de fallas, planos de falla con este algoritmo. Entonces ese es el beneficio.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Puedo continuar la pregunta?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, claro. Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En ese sentido Pemex está haciendo un ARES pero para áreas que también son de Pemex. Sin embargo, si lo está haciendo a través del sistema ARES, dentro de cinco años se van a convertir en información propiedad de CNIH y abierta al público.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En seis años.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Seis años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Aquí, si recordamos, si ponemos la figura número, la 4, la lámina 4. Aquí es interesante Adrián si puedes comentar cuáles son Asignaciones y cuáles son contratos, porque creo que había una combinación y creo que sí es importante.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Veamos. En la parte central pueden observar unos pequeños bloquecitos de color verde, esas son áreas de extracción de Pemex. Ahora bien, en color gris...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿pero en Asignación o en contrato?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Son Asignaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Asignaciones, OK.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Sí. Ahora, en contrato se encuentran en color gris, todas esas áreas son contractuales. Al Norte esa área está operada por Capricorn y Citla en la cual no tiene Pemex ahí ni Asignaciones ni áreas contractuales. Abajo está Pemex con Deutsche Erdoel y Cepsa. Asimismo, abajo es Pemex, Deutsche Erdoel y Cepsa. Sin embargo, ahí el operador es Deutsche Erdoel. Abajo, y en la parte sur se encuentran ahí esa está operada por Deutsche Erdoel y Pemex. Ahí Pemex sí es operador del contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces hay una combinación curiosa porque de repente es Pemex el operador y de repente son otro tipo de operadores. Entonces lo que quiso Pemex es tener un ARES para, bueno, supongo después poder hacer algún tipo de combinación con su información.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De aprobarse este proyecto para Pemex, tendría obviamente los derechos de comercialidad que estamos hablando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Si, ingeniero Navarro.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Cabría comentar que precisamente Pemex con la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ronda 0 se convirtió en un asignatario. Ya ha realizado solicitudes de autorizaciones y esa sería otra más como autorización. Entonces es autorizado. Y también como contratista, ya sea como socio o como operador, también está funcionando. Entonces está dentro de las tres entidades que pueden ser reguladas bajo las actividades de ARES.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Secretario, nos haría el favor de 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.46.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a la empresa Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.

ACUERDO CNH.E.46.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 37 y 43, fracción I, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción IX, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que autoriza, de conformidad con la solicitud ARES-PMX-MX-15-7N1/5606-19 a Pemex Exploración y Producción para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción II, de las Disposiciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del segundo convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R01-L04-A5.CS/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al licenciado Joshua Gamboa Dardón, Director General de Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Mucha gracias. Muy buenas tardes Comisionados, buenas tardes a todos. Traemos a su consideración la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio respecto de un contrato que deriva de la ronda 1, licitación 4, área 5. Este contrato se suscribió el 10 de marzo de 2017 y se suscribió en consorcio. Los miembros del consorcio, y hago hincapié en ello, es Murphy Sur, Ophir México, PC Carigali y Sierra Offshore. El operador petrolero es Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.

Como todos sabemos, en los Lineamientos de Cambio de Control y Cambio de Operador, así como en el propio contrato, establece la posibilidad de que nuestros contratistas o los miembros de un consorcio cedan sus intereses de participación entre ellos o algún alterno. Es justamente lo que está sucediendo en este momento. Ophir cede el 100% de sus intereses de participación, pero a los mismos miembros que ya forman parte del consorcio. Es por eso que, conforme a la normativa y el contrato, lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procede es un aviso y posteriormente suscribir el convenio modificatorio, que es a lo que venimos el día de hoy, en su caso a autorizar la suscripción del Convenio Modificatorio para reflejar la nueva integración del consorcio. Y me explico para ser un poquito más gráfico. La siguiente por favor.

Del lado izquierdo podemos ver la conformación del consorcio como está ahorita, es la foto de como está ahorita y está suscrito el contrato. Como vemos, Murphy Sur – que es el operador petrolero – cuenta con el 30%. Ophir México – que es el que en este caso se iría – cuenta con el 23.33%, PC Carigali con el 23.34% y Sierra Offshore que tiene el 23.33%. Al modificarse, al realizarse el Convenio Modificatorio y modificarse los intereses de participación, como vemos del lado derecho, el nuevo consorcio solo estaría integrado por tres: Murphy Sur, que ahora tendría el 40%, PC Carigali y Sierra Offshore con el 30%. Murphy Sur continúa siendo el operador y las capacidades se mantienen y esto es lo que explicaría más adelante. La que sigue por favor.

Con la salida de Ophir, ¿qué pasa? Primero que nada, para que estemos tranquilos, no se afectan las capacidades técnicas, de experiencia o de ejecución y financieras de este contrato. ¿Por qué? Porque Murphy Sur, que es el operador petrolero, continúa siendo el operador petrolero, es así que las capacidades técnicas y de ejecución se mantienen. Y las capacidades financieras son acreditadas por Murphy Sur, PC Carigali y Sierra Offshore, lo cual ya fue verificado por la Comisión.

Ahora, de autorizarse y llevarse a cabo el convenio modificatorio, tendríamos que solicitar tres cosas. La primera, que remitan la garantía del cumplimiento respecto del Programa Mínimo de Trabajo, toda vez que tendría que reflejar la nueva conformación del consorcio, ahora con los tres. El Acuerdo de Operación Conjunta, obviamente lo que llamamos el *short form*, que es únicamente donde se ve cuáles son los nuevos integrantes de este consorcio y en su caso una evidencia de que, en virtud de la operación que están realizando, hicieron una consulta a la Comisión Federal de Competencia para ver si es competente o no de pronunciarse al respecto. La Comisión Federal de Competencia en su momento se pronunciará respecto de su competencia y la autorización respectiva, si fuera el caso, y con ello podríamos estar en posibilidad de suscribir el convenio modificatorio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo anterior, solicitaríamos a ustedes en la resolución que le propusimos instruir la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio respecto de este contrato para que se reflejen los nuevos intereses de participación. Y más allá de reflejarlo los nuevos intereses, es en virtud de que está saliendo un contratista respecto de este consorcio. La segunda es instruir la devolución de la garantía, pero ahora corporativa. Esto en virtud de que, como ya no formará parte del consorcio Ophir, podríamos regresar la garantía corporativa. A ver, el contratista, el contrato sigue garantizado porque contamos con las garantías corporativas de las otras tres personas que se quedan y estas garantías son de matriz en última instancia y un formato ilimitado. Es decir, el contrato sigue siendo garantizado. Y notificar la resolución a los integrantes actuales del consorcio e inscribir la resolución en el Registro Público de la Comisión. Por mi parte es todo Comisionados y cualquier duda o comentario quedo a sus órdenes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciado Gamboa. ¿Algún comentario Comisionados? Secretario, nos haría el favor de 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.46.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del segundo convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R01-L04-A5.CS/2016.

ACUERDO CNH.E.46.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones II, letra h., y XI, del

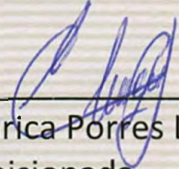


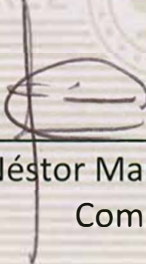
Comisión Nacional de
Hidrocarburos

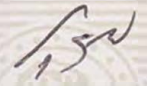
Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R01-L04-A5.CS/2016.


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:08 horas del día 7 de agosto de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

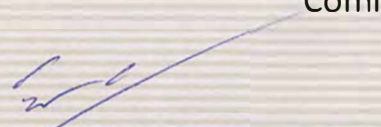
La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretartio designado para esta sesión.


Alma América Porres Luna
Comisionada


Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario designado para la sesión