



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEPTUAGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:34 horas del día 12 de diciembre 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, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Sergio Henrivier Pimentel Vargas. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019, con el objeto de celebrar la Septuagésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.1065/2019, entregado a los Comisionados el 11 de diciembre 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario 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, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado 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 la transferencia de la autorización ARES-MCG-NO-15-5G4/372, de la empresa Multiclient Geophysical AS a la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Holboton-1EXP.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 **Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la transferencia de la autorización ARES-MCG-NO-15-5G4/372, de la empresa Multiclient Geophysical AS a la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero José Adrián Cortés Cuamatzi, de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Buenos días Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Les venimos a exponer una solicitud de transferencia de autorización conforme a las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Autorizaciones para Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

Bien, se recibió una solicitud de transferencia por el autorizado que es Multiclient Geophysical AS por escrito recibido el 22 de noviembre, en donde nos está solicitando la transferencia de una autorización para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial a la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V. Dicha autorización está registrada con el número ARES-MCG-NO-15-5G4/372. Esta autorización fue otorgada el 3 de junio de 2015, en términos de la resolución CNH.08.001/15 con fecha del 14 de mayo de 2015.

Bien, ahora el fundamento legal es la Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos, el artículo 5, Reglamento Interno de la Comisión y la modalidad ARES de esta autorización es la que incluye la adquisición de datos sísmicos, principalmente datos sísmicos 2D. Siguiendo por favor.

Bien, en la cronología de atención a esta solicitud de transferencia de autorización, la empresa Multiclient Geophysical AS ingresó la solicitud a la Comisión el 22 de noviembre de 2019. Posteriormente, se llevó a cabo la revisión técnica y por lo cual ahora se presenta ante ustedes el 12 de diciembre.

Bien, una breve reseña en qué consiste esta autorización de reconocimiento y exploración superficial. Aquí se puede observar que consta de líneas sísmicas 2D. Esta autorización fue para adquirir líneas sísmicas en el golfo de México. Podemos observar que gran parte, es prácticamente la mitad del golfo de México la que se adquirió con objetivos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geológicos del Terciario y Mesozoico con un área de proyecto de 470,000 km² y la longitud sumada de todas las líneas nos da un 23,630 km lineales.

Bien, este proyecto comenzó desde que comenzó la adquisición de líneas sísmicas en las embarcaciones, fue el 20 de junio de 2015. La fecha de término en la que se concluyó las actividades de adquisición y levantamiento de líneas sísmicas 2D fue el 3 de marzo de 2016. A partir de esta fecha se contabiliza 12 años al aprovechamiento comercial, lo cual concluye el 3 de marzo de 2028. Bien, y la fecha del término del proyecto con lo que fue ya posteriormente el procesado de los datos y toda la entrega al CNIH fue el 31 de agosto de 2018. Bien, siguiente.

Bien, la solicitud de advierte técnicamente factible toda vez que cumple con los requisitos y criterios establecidos en los artículos de disposiciones administrativas. El artículo 25, que es el formato ARES B, transferencia de autorización, que está debidamente firmado por el adquirente como por el solicitante. Documentos al padrón, que se verifique que el adquirente está inscrito en el padrón, cumple. Manifestación bajo protesta de decir verdad por parte del adquirente. De la información presentada en el padrón, no ha sufrido cambios. Asimismo, la manifestación bajo protesta de decir verdad por parte del adquirente de obligarse a cumplir con todo y cada uno de los términos y condiciones previstos en dicha autorización. Siguiente.

Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la transferencia de la autorización con número ARES-MCG-NO-15-5G4/372 a favor de la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V. Bien, por nuestra parte sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero Cortés. Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. El planteamiento es que la empresa que va a tener ahora pues la posibilidad de seguir comercializando se llama EICS de México y Multiclient Geophysical ya no va a continuar la comercialización. Si hubiera comercializaciones que están en el inter y le llegaran a Multiclient Geophysical, ¿cómo aseguramos que la CNH va a recibir esos recursos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Bien. Esto un requisito es mandar esa notificación 30 días hábiles antes de que se realice la transacción entre empresas. ¿No? Bien. Posteriormente habría que verificar cuándo fue efectuado esa compra, porque pueden reportarlo la transferencia por un ARES C, pero puede ser nomás un acuerdo entre compañías. Tal vez no se reporte un pago hasta hacer la entrega total de los datos posteriormente. Esto lo podemos ver en enero, por ejemplo, ahorita estamos en 2019. En enero en el formato ARES C-RPA, la transacción comercial cuando fue efectivamente cobrada. Entonces posteriormente a la fecha, si se realizó posterior a la transacción comercial, pues ya verá reflejada como EICS, sino todavía tendría que Multiclient pagar esos derechos, todavía si hubo transacciones comerciales en todo este año de 2019; que para este caso es un aprovechamiento comercial de 2.5% para la Comisión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero me refiero legalmente hay algún documento que la CNH pueda obtener de Multiclient en donde se obliga a no seguir comercializando, en donde se obliga a que si hay alguna transferencia en el inter del intercambio esos recursos van a llegar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. ¿Hay un documento en donde se dice que ellos ya tienen la información? No sé.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ADRIÁN CORTÉS CUAMATZI.- Sí. Sí, claro.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Gracias. Buenos días Comisionados. En atención a su comentario Comisionado, le comento en esta resolución lo que se está haciendo es instruir a la Unidad de Exploración a que se lleve a cabo la modificación de la autorización. ¿Esto qué quiere decir? Se va a modificar la autorización y a partir de ese momento se van a transferir todos los derechos y obligaciones a la nueva empresa que se están transfiriendo todos estos derechos. Entonces ese es el documento jurídico. Sí, si ustedes tienen a bien aprobar esta resolución, una vez que se apruebe se van a llevar a cabo la formalización de la modificación de esta transferencia a través de la modificación de la autorización y ese es el documento jurídico que nos dice a nosotros en qué momento la nueva empresa puede empezar a ejercer



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estos derechos y le va a dar certeza al particular a partir de qué momento ellos pueden ejecutar esta autorización bajo el nombre de la nueva empresa.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.-
¿Comisionada? ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, está claro.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún comentario? ¿Alguien que quiera agregar algo? Bueno, creo que queda claro. Si no hay más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo que dé 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.73.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la transferencia de la autorización ARES-MCG-NO-15-5G4/372, de la empresa Multiclient Geophysical AS a la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V.

ACUERDO CNH.E.73.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38 fracción I y 39 fracción VI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la transferencia de la autorización ARES-MCG-NO-15-5G4/372, de la empresa Multiclient Geophysical AS a la empresa EICS de México S. de R.L. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Holboton-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia del Comisionado Presidente dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, de 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:

“DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Muchas gracias. Con su venia Comisionado, muy buenos días a todos Comisionada, Comisionados. Traemos a su consideración los elementos técnicos relacionados con la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Holboton-1EXP que fue presentado por Pemex Exploración y Producción. La siguiente lámina.

Podemos ver el fundamento legal, el cual considera la Ley de Hidrocarburos, en la cual se establece la facultad de la Comisión para emitir las autorizaciones de perforación de pozos. También tenemos la Ley de los Órganos Reguladores coordinados en Materia Energética, en la que se conceden las atribuciones de los Órganos Reguladores y el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el cual se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de la ya mencionada Comisión. Y finalmente los Lineamientos de Perforación de Pozos, en los que se establecen los requisitos y procedimientos para emitir las autorizaciones de perforación de pozos.

En la siguiente lámina y si podemos hacer un zoom en el mapa que está en la parte superior derecha, les voy a presentar los datos generales de la perforación de este pozo. Y como primer punto, bueno, es mencionar que el pozo está, como ya se ha mencionado, está en aguas someras ubicado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en el golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco y pertenece a una Asignación cuyo plan fue aprobado el 24 de octubre del presente año y la Asignación es AE-0155-Chalabil. El pozo respecto a esta ubicación se proporciona en la parte sur de dicha Asignación y hay campos petroleros en producción cercano a este pozo. Cabe mencionar que estos campos tienen producción en objetivos más profundos a los que la perforación de este pozo persigue y, por lo tanto, no obstante la cercanía con el Campo Xux, pues no tendría relación en cuanto al tipo de *play* que se está documentando.

El pozo Holboton, en relación con el plan que ya les he mencionado, forma parte del escenario incremental de las actividades de perforación y el escenario base es el pozo Zaziltun-1EXP, el cual fue aprobado también en sesión de Órgano de Gobierno en la que fue aprobado el plan. Ese pozo ya inició actividades, digamos está en la parte media de su perforación y también sirve como análogo, perdón, como pozo de correlación geológica por la cercanía que tiene con el pozo Kaa-1 y el pozo Xux-1 para la documentación de este pozo. Si regresamos a la vista general de la lámina por favor y continuo presentándoles los datos generales de este pozo.

Este pozo está clasificado de acuerdo con los Lineamientos de Perforación de Pozos como un pozo exploratorio en un nuevo campo. El objetivo geológico es del Mioceno Medio y Superior. A pesar de que vemos que dos intervalos cronoestratigráficos distintos, lo que está buscando el operador es una secuencia de areniscas que se interrelacionan por haberse depositado en estos dos periodos geológicos, pero que pertenecen a sistemas de lóbulos y posibles canales apilados que pertenecen a ambientes de talud. Entonces, dada esta condición geológica, pues estamos viendo que los posibles objetivos geológicos se distribuyan en los intervalos cronoestratigráficos. Por ello, esta secuencia de arenisca se espera cortar en un intervalo de 2,410 a 2,840 metros en su proyección vertical y se espera encontrar aceite mediano de 24 a 28 grados API. Cabe mencionar que esta estimación de la calidad de aceite se basa en la información que se obtuvo de pozos que se encuentran al Sur, pozo Hok-1 y Hok-101 recientemente perforados e incluso por observación de manifestaciones de hidrocarburos en el pozo Kaa-1 que se encuentra en la parte oeste de la localización que se está proponiendo. El pozo es un pozo tipo direccional tipo "J", el cual va a iniciar su perforación de manera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

vertical hasta cerca de 1,000 metros desarrollados y a partir de ahí iniciará su punto de quiebre a una tasa de 2.7 grados cada 30 metros hasta alcanzar una desviación máxima de 60 grados, 62 grados. Con ello va a lograr desplazar la profundidad total programada a 3,000 metros laterales, justo donde se encuentran los objetivos geológicos.

La profundidad que va a alcanzar por ello en su proyección vertical van a ser 2,970 metros y por la trayectoria los metros desarrollados van a alcanzar un valor de 4,729 metros. Para esto, se consideran unos programas de perforación, que en totalidad de la ejecución del proyecto son 99 días, de los cuales 73 días están destinados para la perforación y 26 días considerados para la terminación. Esta terminación comprende una prueba de producción y el taponamiento y abandono del pozo en su caso. Con ello, los costos ascenderían a 871 millones de pesos, de los cuales 664 están destinados a la perforación y 207 millones de pesos a la terminación del pozo.

Para la ejecución de estas actividades, el operador va a emplear una plataforma autoelevable Independencia 1, la cual está diseñada para operar en tirantes de agua de hasta 122 metros y alcanzar incluso una perforación máxima de 9,144 metros y cuenta con un sistema de preventores de 15,000 psi. Cabe mencionar que, en relación con la capacidad de los preventores, el peor escenario de presión que se podría tener en fondo y con el pozo lleno de gas sería de aproximadamente 4,800 psi. Finalmente, de esta descripción general del pozo, se estimó tanto en el Plan de Exploración vigente como en la solicitud de autorización que se esperan recursos prospectivos sin riesgo de 34 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito del 31%. En la siguiente lámina lo que vamos a ver es la descripción general del prospecto.

Comprende una trampa de tipo combinada, en la cual es componente estructural. Presenta un cierre hacia el Norte y hacia el Sur por fallas normales y en sus flancos principales Este y Oeste básicamente está distribuida la componente estratigráfica de la perforación, del prospecto. En el mapa inferior derecho se puede ver precisamente la aplicación de atributos sísmicos, lo cual ayuda a determinar la componente estratigráfica. ¿No?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la línea sísmica lo que se puede notar es la trayectoria del pozo. El pozo parte a 70 metros de la ubicación del pozo Xux-1DL, el cual fue perforado en el año 2010 y tiene objetivos geológicos más profundos hacia el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Como ya les había mencionado, pues la trayectoria requiere la tasa de construcción y el ángulo máximo que ya se ha mencionado para alcanzar los objetivos geológicos. Esa distribución de arenas que se observa con las anomalías sísmicas es precisamente lo que está tratando de alcanzar el operador como objetivos geológicos y, de esa distribución posibles de arenas en las cuales se visualizaron cinco, el operador a través de los registros geofísicos que se obtengan pues seleccionará alguna de ellas para hacer una prueba de producción en caso de observar interés comercial, desde luego. En la siguiente lámina.

Lo que vamos a ver es el diseño del pozo y básicamente este diseño del pozo se basa obviamente en información obtenida de los pozos cercanos que fungen como pozos de correlación y pozos análogos geológicos. En este sentido, sería el pozo Kaa y los pozos Hok-1 y Hok-101, de lo cual pues se estimó una columna geológica que atravesaría secuencias de lutitas y areniscas que se distribuyen desde el Reciente Pleistoceno, el Plioceno Superior e Inferior, el Mioceno Superior y Mioceno Medio. Básicamente dentro de esta columna geológica el operador petrolero estimó un modelo geomecánico, el cual se ilustra en las curvas que se presenta en el diagrama central, en las cuales se representa la presión de poro y su factor de seguridad. La presión de colapso, que son ese primer agrupamiento de tres curvas en color rojo. Se tiene también el gradiente de fractura y su margen de seguridad en las curvas que se presentan en color azul y el gradiente de sobrecarga, perdón, la presión de sobrecarga. Con ello se muestra un perfil en el cual, digamos entre la presión de poro y el gradiente de fractura, pues tiene el operador margen para maniobrar con los fluidos de la perforación y poder alcanzar los objetivos geológicos.

El comportamiento que podemos observar es que en las primeras etapas que van a seguir para la perforación, en la primera que es la etapa superficial, pues se tienen un comportamiento de la presión de poro muy similar a la presión hidrostática y a partir de ese comportamiento normal de presiones pues se observa una rampa de presión que se distribuye entre el Pleistoceno y el Plioceno Inferior. Finalmente, se atravesaría la zona de sobrepresiones hacia el Mioceno Superior y Mioceno Medio, la cual está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reconocida por esas condiciones dadas las posibles condiciones de saturación de fluidos por la posible presencia de yacimientos. Y para ello el diseño del pozo se muestra en el diagrama más hacia la derecha, en el cual pues se tiene una configuración de TR digamos en las que se tiene una etapa superficial que sería una tubería de revestimiento de 13 3/8" asentada a 1,200 metros y es precisamente para atravesar, aislar la zona de presiones normales. Y le sigue una etapa intermedia que consiste en una TR de 9 5/8" y con ella se aislaría la rampa de presión de poro que ya describimos.

Finalmente, para poder establecer contacto con los objetivos geológicos, se programó un *liner* de contingencia, perdón, un *liner* de producción de 7 5/8". Y en caso de una contingencia dentro de esa etapa de producción, pues se establecería un *liner* de 5 1/2", con lo cual, en caso de requerir asentar de manera anticipada la última etapa, pues se permitiría alcanzar la profundidad total programada y con ello alcanzar los objetivos de la perforación del pozo. En la última lámina de favor.

Tenemos los elementos de evaluación que se consideraron para esta solicitud de autorización de perforación de pozo y se basa en el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos. Estos criterios que se establecen en este artículo se refieren al cumplimiento de los requisitos que se establecen en el artículo 27 que se refieren a las solicitudes de autorización de perforación de pozos; que el operador petrolero dé el soporte técnico para la selección del diseño de este pozo; que se acrediten los elementos que permiten al operador alcanzar sus objetivos geológicos y además con ello asegurar la integridad del pozo durante su ciclo de vida; y además que el pozo se encuentra considerado en un Plan de Exploración vigente que, como ya hemos mencionado, fue aprobado el 24 de octubre del presente año.

Finalmente, se tiene que la utilización de la tecnología adecuada para la ejecución de las actividades que se proyectan. Y en referencia con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se considera que con la perforación de este pozo se aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Que, en caso de éxito, se contribuiría con la reposición de reservas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos. Y nuevamente hacemos referencia a la utilización de la tecnología adecuada. Por mi parte sería todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Basurto. Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo tengo duda. Si nos vamos a la lámina 5. Normalmente estamos acostumbrados a que un pozo exploratorio es vertical, o sea, o lo más vertical posible. ¿No? Este tiene nos dice es una parte de desviación, llega hasta 60 grados dice. ¿No? ¿Hay alguna razón técnica por lo cual se está haciendo esa inclinación tan pronunciada?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Más que técnica, es estratégica de Pemex, que cabe mencionar aquí que hicimos precisamente la consulta con el operador petrolero dado que en el Plan de Exploración se manifestaban unas coordenadas y en esta nueva solicitud pues está manifestando coordenadas 3,000 metros en relación con lo establecido originalmente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, sí era vertical inicialmente.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí era vertical de manera previa. Lo que respondió el operador es que para el caso de los estudios de riesgos someros y geotécnico que se está considerando realizar para la parte en el caso de que se realizara de manera vertical, pues hubo serios retrasos con los cuales se impediría la perforación del pozo Holboton a las fechas deseadas en el plan. Esto quiere decir que el retraso representa que a partir del primer trimestre de este año y hasta noviembre, finales de noviembre, pues hubo esos retrasos en relación con la adquisición de los estudios geofísicos y geotécnico. Por ello, el operador decidió buscar una estrategia alternativa para poder iniciar la perforación del pozo de acuerdo con el plan y por ello movió la ubicación del pozo en una zona en la que sí se tienen estudios de riesgos someros y geotécnico. En este caso el operador petrolero aprovechó dichos estudios realizados para el pozo Xux-1DL, los cuales pues son del 2010. Entonces, dada la cercanía, son 70 metros entre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los pozos, pues el operador petrolero vio conveniente realizarlo de esta manera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Eso cuánto significó en costo? O sea, porque un pozo vertical a 2,800 metros pues yo creo que no pasan de los 10 millones de dólares aproximadamente y este está pasando de los 15-16 millones de dólares más o menos.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. Originalmente en el plan se estaba considerando un costo de 364 millones de pesos obviamente en el escenario de que el pozo sea perforado de manera vertical.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, es menos de la mitad.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es. Y la variación que está sufriendo la perforación de este pozo es que, pues precisamente por los metros desarrollados que se van a alcanzar, los tiempos de perforación —y además un cambio en el equipo de la perforación— está significando un costo adicional de 300 millones de pesos. Con ello también hicimos otro tipo de aclaración con Pemex en relación con, bueno, cuál sería la factibilidad de realizar los estudios de riesgos someros y geotécnico que le permitan ejecutar el pozo de manera vertical en contra de lo que ahora están proponiendo realizar de manera desviada.

Lo que dicen es que si el operador petrolero espera a que se realicen estos estudios y se hagan las gestiones que se tienen, en relación con una vez que se tengan los estudios realizar la solicitud de autorización del pozo, el tiempo de espera destinado a la plataforma que ya se tenía contratado, el costo total ascendería a más de 1,000 millones de pesos precisamente por los 180 días de espera que se están considerando. Eso quiere decir el costo del pozo vertical más el costo de los estudios de riesgo somero y geotécnico más los tiempos que se están representando en un retraso por renta de plataforma son aproximadamente 600 millones de pesos adicionales a lo que ya estaba considerado como pozo vertical. Entonces esto tendría un costo adicional, digamos, un costo total por este retraso de cerca de 1,100 millones de pesos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no entiendo, perdón, el razonamiento. O sea, esperar la plataforma. O sea, esperar el estudio de riesgo somero. El estudio de riesgo somero es un estudio que no sé si ya lo están haciendo. ¿No? A no ser que no lo estén haciendo a lo mejor, pero es un estudio que no tarda mucho. El estudio de riesgo somero, y sobre todo para un área pequeña, tarda muy rápido. Supongo que ya lo mandaron a hacer, porque esto se debe de planear. ¿No? Y eso quedó planeado en un Plan de Exploración que fue aprobado en octubre según nos dijeron. ¿No? Entonces pues 2-3 meses tarda un estudio de riesgo somero. O sea, ¿quiere decir que no tenían planeado el pozo?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. Pemex dice que ellos, la prestadora de servicio para este tipo de estudios empezó a tener retrasos desde el primer trimestre de este año. Y hasta finales de noviembre de este año es en el cual estarían listos para emprender los estudios de riesgo somero y geotécnico. Eso representa para ellos, incluida la solicitud de perforación del pozo, la gestión del pozo, un retraso de 180 días. Con ello, el operador petrolero con ese retraso dice que continúan la tarifa del equipo, digamos por mantener el equipo en ese periodo. Y considerando su renta diaria y algunos gastos por mantenerla en esas condiciones, que ello les representa un costo de 600, aproximadamente 600 millones de pesos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, bueno, yo refiriéndome nada más al pozo. Está costando más del 100% de lo que estaba planeado en el Plan de Exploración. O sea, con otras razones yo ya no me meto. O sea, más del 100%. Esto quizá valga la pena ponerlo en la resolución porque yo no sé si eso implique dentro del plan algún tipo de modificación por los costos que se están erogando de más en este pozo. ¿No? Sería cuestión nada más de verificarlo a nivel del plan dado que se está manejando, o sea, un diseño diferente por las razones que sean. Y digamos, o sea, técnicamente, o sea, ¿los 60 grados no implican algún riesgo mayor que sea vertical? Es otro.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- El operador simplemente, bueno, más bien en relación con ese, lo que estableció o lo que hubo modificaciones respecto al diseño original es que pues ahondó más en relación con la estabilidad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del agujero precisamente por la propia inclinación. Pero el modelo de diseño digamos en vertical no requirió una tubería de revestimiento adicional o una etapa adicional. Entonces la gran modificación es básicamente eso y obviamente pues tener mayores metros desarrollados en ese sentido. Incluso no se requiere una contingencia adicional a la que ya estaba considerando en su parte vertical.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.-
Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, lo primero es desearle mucho éxito a PEP. Parece ser que en la lámina 5 se puede ver el yacimiento, posible yacimiento, que los recursos prospectivos son de 34 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Es la que sigue, la lámina 5. En la lámina 5 por favor. Y bueno, ahí se puede ver toda la discusión que se tuvo hace un momento.

Holboton está a 70 metros de Xux, pero la profundidad final está muy alejada realmente. Son yacimientos totalmente diferentes. El día de hoy ante el Órgano de Gobierno lo que se plantea es la aplicación de lineamientos de seguridad industrial, de que el pozo cumpla con todos los términos de integridad, lo cual no tiene ningún problema. Creo que no hay más que comentar. Pero regresando a esta discusión de la maximización de valor, en la medida y bueno, hay un comentario adicional. En general casi todos los pozos en el mar son desviados. Todos. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, un pozo desviado es mucho mejor porque genera un área de mayor posibilidad de flujo, lo cual es adecuado. Pero, por otro lado, ya se dijo. Hay una desviación en metros de más del 60% entre la parte vertical, si se hubiera perforado vertical, a que se perforara desviado. Pero hay muchas consideraciones que hay que tomar en cuenta para el balance económico y una de ellas es que Holboton-1EXP, al estar tan cercano a Xux, pues lo que va a permitir —y ojalá tengan mucho éxito— es lograr tener una producción temprana con las otras instalaciones. Se podrían de alguna forma compartir. Eso también tendría que considerarse en la discusión que se acaba de decir.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero lo más importante desde mi punto de vista de mi comentario es esto cuesta 871 millones de pesos y lo hemos hecho o lo he hecho frecuentemente comentar de que se requiere una alta tecnología para perforar. Es más, el Presidente de la República lo acaba de comentar hace algunos días en su visita a la región marina, en donde plantea que la tecnología ha avanzado muchísimo. Estos costos reflejan definitivamente esa alta tecnología, la alta especialidad que se requiere para perforar este tipo de pozos. Pero esto no son costos, son inversiones. Porque finalmente si llegan a encontrar hidrocarburos, esto se paga, pero de sobra. Entonces mi punto fundamental es alta especialidad, altos conocimientos de la empresa para perforar este tipo de pozos. Y termino diciendo ojalá tengan mucho éxito y puedan encontrar una acumulación de hidrocarburos tal y como lo están planteando. Y pues finalmente seguimos con la exploración de Jardín. ¿No? La exploración de Jardín es lo pegadito y está bien porque hay que ir a lo seguro, pero también seguramente que en adelante vamos a tener otro tipo de exploración un poquito más alejada que permita abrir nuevas áreas de exploración porque se requiere llegar a los 2,240,000 para el año 2024.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.-
¿Comisionados? Adelante.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Solamente complementar Comisionados que el operador petrolero realizó todos los análisis necesarios para el diseño de la trayectoria y asegurar la perforación de este pozo. En este caso son 3,000 metros de desplazamiento desde el origen hasta el objetivo final y ciertamente es una inclinación de 60 grados. Pero lleva un equipo suficiente con la capacidad de bombeo suficiente para sacar todos los recortes generados durante la perforación.

Es especialmente riesgoso porque es un ángulo que no es ni vertical ni tampoco horizontal, entonces queda como 60 grados donde se acumulan los recortes. Pero las prácticas operativas y el análisis de la perforación de los pozos vecinos le ha permitido diseñar buenas prácticas en este caso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

durante la perforación, el bombeo de baches viscosos y lo que le llaman *back reaming*, que es rotar y sacar la sarta para remover todos los recortes y asegurar la limpieza del pozo.

El diseño del pozo en vertical y en horizontal no se modificó en los asentamientos, simplemente se alargó las tuberías para quedar a las mismas profundidades, a los mismos niveles geológicos, pero sí, en este caso sí representó un poco más de desplazamiento. Pero el operador lo tiene contemplado en sus análisis de torque y arrastre y de limpieza del agujero que realizó.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ingeniero Alcántara, usted tiene un comentario.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, gracias Comisionado Presidente. En relación con lo comentado por la Comisionada Porres, quisiera manifestarle que con respecto al monto que va a ejercer este pozo en la perforación y el manifestado en el programa correspondiente, sí hay una diferencia y lo consultamos con el área de planes y nos dijeron que no había ningún problema en cuanto a este monto incrementado dado por el tipo de Contrato de Petróleos Mexicanos, que no tiene un Contrato digamos que de compromiso, es simplemente la decisión del operador el perforarlo y que no representa ninguna sanción por esto. Eso es lo que nos expresaron en planes.

Y, por otro lado, el área que normalmente considera el estudio de riesgos someros es un área de 25 km² y la profundidad del pozo que se considera para riesgos someros es aproximadamente de 1,500 metros. En relación con el comentario que hizo el Comisionado Néstor Martínez, es que efectivamente se pretende aprovechar los pozos circundantes que han sido productores, que han sido cuatro: Kinbe-1DEL, Xux-1, Xux-1DEL y Hok y esos cuatro han producido aceite ligero entre 38 y 40 grados API y con instalaciones muy cercanas. Entonces pues tiene muchas ventajas.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Algún otro comentario Comisionados? Pues que tenga mucha suerte Pemex. A ver, maestra Rocío.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Gracias Comisionado. Solamente para precisar. El ingeniero Alcántara, como bien lo precisa, el supuesto de modificación para el caso de los Planes de Exploración se actualiza por monto únicamente para los Contratos con recuperación de costos. En este caso, en atención al último párrafo del supuesto de modificación establecido en el artículo 42, la Comisión pudiera recomendar al operador que derivado de los cambios técnicos y los cambios económicos que se están realizando derivado de la perforación de ese pozo, se valore la pertinencia de realizar una modificación al Plan de Exploración a fin de que sea acorde con las nuevas actividades que se puede realizar. Si ustedes están de acuerdo, podemos adicionar esa recomendación en la resolución y la fundamentamos en el artículo 42.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. ¿Sí estamos de acuerdo? Habría que agregarlo entonces. Bueno, que encuentren muchos hidrocarburos en este pozo. Si ya no hay comentarios, pido al Secretario que dé 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.73.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Holboton-1EXP.

ACUERDO CNH.E.73.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Holboton-1EXP.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:13 horas del día 12 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Septuagésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo
para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019

