ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA TERCERA SESIÓN ORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:03 horas del día 13 de noviembre 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, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Tercera Sesión Ordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0970/2019, entregado a los Comisionados el 8 de noviembre 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 a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la determinación de la remediación del incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A4/2015.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Chibu-1EXP.

II.3 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la determinación de la remediación del incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A4/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al maestro Paolo de Jesús Tinto López, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

"DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ.- Gracias Comisionados, Comisionado Presidente. Traemos a su consideración la remediación del incumplimiento contractual del Contrato CNH-R01-L03-A4/2015 del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.

Nos referimos al área contractual número 4, Calicanto, ubicada en Huimanguillo, Tabasco, con una extensión de 10.575 km^2. La fecha efectiva del Contrato es del 10 de mayo del 2016 con una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva. Es un Contrato de Licencia. Actualmente se encuentra en periodo de evaluación y su Programa Mínimo de Trabajo más su incremento más el adicional equivalen a 9,428 unidades de trabajo en las siguientes actividades que se muestran en pantalla.

Como antecedentes del tema tenemos que el 3 de mayo del 2017 dio inicio su periodo inicial de evaluación, concluyendo el 3 de mayo del 2018. Sin embargo, el 10 de abril del 2018 se aprobó un periodo adicional de evaluación por un año, concluyendo este el 3 de mayo del 2019. Sin embargo, a solicitud del contratista, este Órgano de Gobierno el 21 de mayo del 2019 aprobó la solicitud de prórroga del periodo adicional mediante la resolución CNH.E.25.002/19, otorgando un plazo para que el contratista presentara la garantía de cumplimiento prevista en el Contrato.

Toda vez que el contratista no presentó dicha garantía en el plazo, este Órgano de Gobierno el 24 de julio del 2019 determinó el incumplimiento contractual mediante la resolución CNH.E.43.005/19, la cual determina el incumplimiento de la obligación contractual prevista en la cláusula 16.1, inciso (b), subinciso (iii) del Contrato, relacionada con la entrega de la garantía de cumplimiento, la cual debe estar vigente hasta 180 días después de la terminación del periodo adicional de evaluación. En dicha resolución se señaló el derecho de esta Comisión de rescindir el Contrato,

siempre que el contratista omita sanear o llevar a cabo una acción directa y continua para remediar el incumplimiento en un plazo máximo improrrogable de 30 días naturales. Lo anterior, de conformidad con la cláusula 22.4 del Contrato, la cual se muestra en pantalla.

Adicionalmente, el incumplimiento se da toda vez que el contratista no presentó, en términos de la cláusula 16.1, inciso (b), subinciso (iii) la garantía de cumplimiento, la cual debía estar vigente hasta por 180 días después de la terminación del periodo adicional de evaluación prorrogado. Es decir, que estuviera vigente hasta el 30 de octubre del 2020. Sin embargo, esta Comisión sí contaba con una garantía de cumplimiento que consideraba los 180 días posteriores a la vigencia del periodo adicional de evaluación, es decir, al 30 de octubre de 2019. Sin embargo, el contratista presentó el 3 de septiembre de 2019 una póliza de fianza a fin de llevar a cabo la remediación del incumplimiento contractual determinado por este Órgano de Gobierno mediante la resolución CNH.E.43.005/19. El plazo otorgado en dicha resolución vencía el 5 de septiembre del 2019.

En razón de lo anterior, se procedió a revisar los requisitos de la garantía, verificando que esta garantizara el debido, adecuado y pleno cumplimiento por parte del contratista, del Programa Mínimo de Trabajo, su incremento y el compromiso adicional para el periodo adicional de evaluación. El monto de la garantía es de 3,615,638 dólares americanos, lo que cubre las 9,428 unidades de trabajo. Tiene la vigencia de hasta 180 días después de la fecha de terminación del periodo adicional, es decir, al 30 de octubre de 2020. Y, por último, dicha garantía se apega al formato de póliza de fianza previsto en el anexo 10-B del Contrato. En razón de lo anterior, se advierte que el contratista llevó a cabo la remediación del incumplimiento contractual dentro del plazo otorgado. Por consiguiente, no se actualiza el supuesto de recisión contractual previsto en la cláusula 22.4 del Contrato.

En virtud de las consideraciones anteriores es que se propone a este Órgano de Gobierno lo siguiente. Primero, determinar que el contratista llevó a cabo la remediación del incumplimiento de la obligación contractual prevista en la cláusula 16.1, inciso (b), subinciso (iii) del Contrato, relacionada con la entrega de la garantía de cumplimiento vigente hasta 180 días después de la terminación del periodo adicional de evaluación.

Y, segundo, instruir a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, a través de su Dirección General de Seguimiento de Contratos, llevar a cabo la devolución al contratista de la garantía de cumplimiento adicional presentada en la aprobación del periodo adicional de evaluación. Es decir, aquella que vencía el 30 de octubre del 2019. Es todo Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario. Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.13.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, V, X y XXVII, 38 fracciones I y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VI y XII, 47 fracciones III y IX de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso i) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 16.1 y 22.4 del Contrato CNH-R01-L03-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió el Acuerdo por el que se determina la remediación del incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., respecto de la cláusula 16.1 del citado contrato.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Chibu-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al maestro Héctor Silva González, Director General Adjunto 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:

> "DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenas tardes Comisionados. En esta ocasión traemos para su consideración la solicitud de autorización del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Chibu-1EXP, cuyo operador petrolero es Shell Exploración y Extracción.
>
> En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es el proceso de autorización. El operador petrolero ingresó la solicitud el día 11 de septiembre del 2019. Hubo una prevención, la cual fue realizada el 27 de septiembre, misma que fue atendida por el operador petrolero el 8 de octubre y el día de hoy traemos para su consideración la solicitud de autorización de este pozo.
>
> Como fundamento legal se tiene la Ley de Hidrocarburos, la cual faculta a la Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en la cual se establecen las atribuciones de los Órganos Reguladores; el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en donde se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de esta Comisión; y los Lineamientos de Perforación de Pozos, en donde se mencionan los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de los pozos.
>
> Como datos generales, el pozo pertenece al Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018. Fue firmado el 11 de junio del 2019. Perdón, fue aprobado el 11 de junio del 2019 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. El 7 de mayo del 2018 fue firmado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la empresa Shell Exploración y Extracción de México. Se clasifica como pozo exploratorio en un nuevo campo con código 102. Este pozo tiene tres objetivos Comisionados. Son dos en el Oligoceno y uno en el Jurásico

Superior Oxfordiano. Los dos primeros uno corresponde a un objetivo primario con un intervalo de 3,714 a 3,774 metros. Y el segundo objetivo, que es un objetivo secundario, va de 3,921 a 3,971 metros. El segundo objetivo primario es llegar al Jurásico Superior Oxfordiano a una profundidad de 5,998 metros a 6,110 metros. Se va a perforar en un tirante de agua de 2,760 metros. Es clasificado como un pozo de aguas ultra profundas. Se estima encontrar hidrocarburo tipo aceite mediano de 28 grados API y las temperaturas y presiones de los objetivos van desde 35 °C a 95 °C y desde 5,000 hasta 11,800 psi aproximadamente. Este pozo se va a perforar con una trayectoria direccional tipo "J" con un inicio de desviación a 3,650 metros, una tasa de construcción o *dogleg severity* de un grado cada 30 metros. Posteriormente va a mantenerse tangente hasta 4,380 metros, donde va a iniciar segundo KOP, segunda desviación, con una tasa de construcción de dos grados cada 30 metros y hasta alcanzar una inclinación final de 33 grados y ahí se va a mantener tangente hasta 6,731 metros.

Para la perforación se tiene programado iniciar el día 5 de diciembre y concluir el 21 de febrero, lo cual da 78 días, y para el abandono del 21 de febrero al 28 de febrero, son solamente 7 días. En la parte derecha se puede observar el mapa de la localización del pozo. El área contractual se muestra en rojo en la parte, esta sería el área contractual y esta es la ubicación del pozo. Tiene, los pozos de correlación realmente están lejanos. El más cercano está a 145 km de distancia, que es el pozo Tamha, y el Yoka está a 191.8 km. Son pozos realmente muy lejanos y este pozo se considera como netamente exploratorio.

Se va a perforar con un barco, el cual se muestra en la diapositiva. Es un barco perforador para aguas ultra profundas con un tirante máximo de agua de 3,650 metros para la perforación y una capacidad de perforación en profundidad de hasta 12,190 metros con preventores de hasta 15,000 psi. Para este pozo se estima un recurso prospectivo. Para el Oligoceno-500, que es el objetivo primario, de 143 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 26% y para el Jurásico de 76 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con 13% de probabilidad de éxito geológico.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es la trampa. En la parte de abajo se observa una línea sísmica con los pozos de correlación que va desde punto A a A', que son puntos arbitrarios que se muestran en la sección estructural, pasando por los pozos de correlación. El pozo de la derecha es el pozo Chibu. En la parte superior se observan los mapas estructurales de los objetivos primarios, que es el Oligoceno-500 y el Jurásico Superior Oxfordiano. Se puede observar que es un anticlinal correspondiente a un anticlinal asimétrico nucleado por la sal con orientación Este-Oeste. Este es el pozo en superficie y este es el pozo en fondo, tanto para el Oligoceno-500 —que es el objetivo primario— como el Jurásico Superior Oxfordiano.

En la siguiente diapositiva se puede observar propiamente lo que es el diseño del pozo. En la columna izquierda se puede ver la columna estratigráfica que va a atravesar el pozo con formaciones de Terciario y del Mesozoico. Tiene dos objetivos, uno primario, uno secundario en el Oligoceno y el segundo objetivo primario que es el que corresponde al Jurásico Superior.

En la parte de en medio se puede observar el modelo geomecánico. La línea punteada azul es la línea de presión de poro, es decir, la presión a la cual están contenidos los fluidos en el yacimiento. Tanto para el escenario bajo como el escenario base, el operador petrolero consideró el escenario base como el escenario más crítico y programó una línea, más bien programó las densidades para perforar este pozo en función de este escenario. Por lo tanto, las densidades programadas son superiores a la máxima presión de poro esperada durante la perforación de este pozo. También se puede observar que, dado que el pozo es un pozo de aguas ultra profundas, la línea de sobre carga y la línea de fractura van prácticamente al mismo nivel, excepto en la última parte que es donde sobresale la línea de fractura debido a que este pozo tiene como objeto llegar a tocar la sal. La sal es visco plástica, por lo tanto no se fractura tan fácilmente y la línea de fractura excede en este caso a la de sobrecarga.

Las tuberías de revestimiento programadas son las siguientes. Es una tubería conductora de 36" a 2,852 metros. Estos son metros desarrollados bajo mesa rotaria. Recordemos que son 2,760 metros de tirante de agua. La siguiente tubería conductora es una tubería de 28" a 2,954 metros,

seguida de varias tuberías intermedias: la de 22", 18" y 14" asentadas a 3,500, 4,503, 5,503 metros desarrollados y un *liner* de producción de 11 7/8" a 6,227 metros. La última sección se va a perforar con agujero descubierto de 11 7/8" hasta la profundidad total que es 6,345 metros.

Por lo que respecta a los elementos de evaluación, en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración verificamos el cumplimiento de básicamente de los Lineamientos de Perforación de Pozos y del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Por lo que respecta al artículo 32 de los lineamientos, en el artículo 27 se establecen cada uno de los requisitos que el operador petrolero debe de cumplir para autorizar un pozo, los cuales dan respaldo y soporte técnico a la selección del diseño. Estos requisitos acreditan los elementos que permiten alcanzar los objetivos del pozo y preservar la integridad durante su perforación y durante el ciclo de vida. Cabe mencionar que este pozo está considerado en el Plan de Exploración vigente que fue aprobado por el Órgano de Gobierno mediante la resolución CNH.E.31.001/19 del 11 de junio del 2019.

Con respecto al artículo 39 de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, al aprobar este pozo, al perforarse se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. De ser exitoso, contribuirá a la reposición de reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y por lo que respecta a la tecnología adecuada para la perforación de este pozo, la Dirección General verificó varios aspectos para la perforación de este pozo, entre ellos el equipo seleccionado para perforarse. Es un equipo de última generación con capacidades que ya se mencionaron hace un momento. De igual forma, el plan direccional que presentó el operador petrolero es acorde para llegar a los objetivos. Se verificaron las tasas de construcción, las máximas severidades que en este caso minimizarán los riesgos de atrapamiento de las tuberías de revestimiento, el torque y arrastre durante la perforación.

De igual forma se verificó el programa de tuberías de revestimiento, considerando los factores de diseño que el operador petrolero propone para el diseño de las tuberías y cada una de las tuberías de revestimiento, su grado, peso, libraje, conexión y propiedades mecánicas de presión interna, estallido, colapso. Los preventores también se consideran

adecuados para la perforación de este pozo, así como el estudio de riesgos someros y el programa de abandono del pozo, el cual considera la colocación de tapones de cemento para aislar los objetivos de cada uno de los objetivos del pozo, tanto en los objetivos como en las bocas del *liner* y el tapón superficial. Y con esto concluyo mi presentación Comisionados, si tienen alguna duda.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestro Héctor Silva. Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera señalar que este pozo es muy buena noticia porque implica que ya estamos entrando a aguas ultra profundas. O sea, son 6,000 metros, de los cuales son 2,700 para llegar al fondo marino y otros 3,700 metros más de profundidad. El pozo va a requerir una inversión de 90 y tantos millones de dólares. Y pues comparado con un pozo en tierra que son 4, 6, 8 millones de dólares, esto cuesta 10 o 20 veces más. Pero un dato a notar es los recursos que están ahí contemplando. Los recursos son bastante sustanciales, son 200 millones de barriles que son muy importantes o valen 13,000 millones de dólares. Entonces esperemos tener la suerte de que este sea un pozo exitoso y que abra una provincia nueva a México.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, tengo algunas dudas. La primera se refiere a la parte de la sección que nos presentaron es una sección exagerada, o sea, ¿está comprimida? O sea, mi pregunta va en la siguiente, exacto. O sea, aquí esta es la batimetría del fondo marino, supongo. Bueno, o sea, estoy haciendo una interpretación pues. O sea, la batimetría se ve que existe en el fondo marino ahora sí que una inclinación muy fuerte. ¿La perforación está en este punto o se tiene en algún punto diferente? ¿Por qué lo digo? Porque aparentemente, de acuerdo a la sección que nos están presentando, no habrá un riesgo. ¿Está la parte de geotecnia realizada correctamente y la parte de riesgo somero sí está realizada? Porque me llama la atención la inclinación que pueda tener el terreno en el lecho marino.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, el operador petrolero no subcontrató a nadie para hacer el estudio de riesgos someros y el geotécnico. Ellos internamente tienen un equipo multidisciplinario que generaron estos estudios. Para el caso de riesgos someros, tiene una profundidad de aproximadamente 1,000 metros debajo del lecho marino. La inclinación que llegase a tener la estructura no afecta dado que no hay una estructura que se va a posicionar en esa parte. Es un barco que tiene posicionamiento dinámico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Estamos a 2,700 de profundidad donde va a perforar. Va a empezar a perforar en el lecho marino a 2,700 metros, o sea, eso me queda clarísimo. Me preocupa la inclinación que tiene el terreno en el lecho marino. O sea, no me preocupa que el barco vaya a tener algún problema, eso es lo de menos. O sea, no, digo, no es lo de menos, pero me queda clarísimo que no hay ningún problema. Me preocupa la inclinación del terreno en el lecho marino.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No hay ningún problema. Sí hicieron el estudio de riesgos someros y están manifestando una inclinación, una pendiente de aproximadamente dos grados. Entonces no representa mayor problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por eso decía si esto está comprimido y se ve.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Que independientemente que la plataforma no va a estar hincada en el lecho marino, para la parte de resultar productor y que tuviera que haber instalaciones en el fondo, no representa ningún riesgo por esa inclinación que nos manifiesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Sí, efectivamente ahí abajo hay un letrerito en la lámina, en la 5, en donde habla de una exageración vertical, 13. Entonces está compactado, pero realmente es algo con dos grados de inclinación. Yo tengo, quiero que pongan la lámina 6 por favor. La lámina 6 es la correspondiente al diseño del pozo y el pozo tiene varios objetivos. Objetivos "someros" abajo de 4,000 metros, que es el Oligoceno y después ya hasta el fondo. Pero la tubería de revestimiento de 18" está a 4,503 metros. ¿Cómo va a ser el procedimiento para probar las formaciones del Oligoceno? ¿Cómo lo planteó el operador? ¿Primero cementan y después prueban o lo hacen también en agujero descubierto?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No. En este caso el operador trae una secuencia de introducción de tuberías de revestimiento cementadas. Posteriormente…

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, cementan la de 18".

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Cementan la de 18".

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y después hacen las pruebas en el Oligoceno.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Y después hacen las pruebas, posteriormente llegan…

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque el Oligoceno está, el primero está a 3,714-3,774 y el segundo está a 3,921-3,971. O sea, profundidades menores a 4,000 metros, pero la tubería la llevan a 4,503 y después hacen las pruebas. ¿Así es?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Pero el operador no documentó pruebas de producción como tal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No va a hacer pruebas?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No va a hacer pruebas. Lo va en este caso a manifestar por medio de un programa extensivo de toma de registros durante la perforación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Y tampoco abajo.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Abajo tampoco.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tampoco. Y el otro asunto es referente al cálculo de la presión de formación. Hay dos valores. Hay uno que dice presión de pozo, caso base, y después dice presión de poro, caso bajo, que son las líneas azules, la azul y la punteada que están en la extrema izquierda dentro de la gráfica. ¿Por qué hay tanta diferencia en esos cálculos?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No hay pozos de correlación como tal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, OK.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El más cercano está a 148 km. Es un pozo totalmente exploratorio y se basaron en la sísmica para obtener los escenarios de presión de poro. Entonces el operador, además de este estado mecánico, presentó un escenario de contingencias. En caso de ser necesario, asentar de manera preliminar o de manera previa algunas tuberías de revestimiento dado que no conoce realmente cuál es la presión de poro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero bajo la suposición de que se diera el caso bajo, ¿entonces tendríamos un cambio en las tuberías de revestimiento donde tendrían que venir a decirnos o cómo se plantearía el caso?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El operador se fue con el escenario más crítico, que es el caso base.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, con el azul.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El azul.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero supongamos que se da en la ventana de la presión de poro, caso bajo.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Bueno, en ese escenario el operador tendría que ajustar sus densidades de perforación y, en la medida que la perforación se lo permitiera, iría asentando las tuberías de revestimiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y podrían cambiar esos.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Y podrían cambiar los asentamientos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero la pregunta es tendrían que venir otra vez a hacernos cambios o ellos lo harían en forma independiente bajo una supervisión de nosotros. ¿Cómo se daría la logística?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El operador, dado que ya manifestó que puede existir un escenario alto y un escenario bajo, no es necesario que venga a solicitar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Está dentro de la aprobación?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Está considerado dentro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que eso es muy bueno, porque realmente eso genera mucha más agilidad en la perforación del pozo, sea cual fuera el caso que se encontraran. Excelente, pues muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Dado que no van a hacer pruebas de producción, ¿el pozo no debería de ser de sondeo estratigráfico?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Esa fue una inquietud que tuvimos durante el proceso de autorización e inclusive fue considerado durante el proceso de la prevención. El operador petrolero respondió que, dado que la clasificación 102 pozo exploratorio era un poco confusa en los lineamientos con respecto a la definición de un pozo de sondeo estratigráfico, pero le daba más ventajas al operador dejarlo como un pozo exploratorio dado que podía incorporar reservas, decidió dejarlo como clasificación 102 pozo exploratorio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El problema, y eso sí se lo digo porque seguramente el operador nos está viendo, es de que para incorporar las reservas va a requerir probar qué tipo de fluido está teniendo en el pozo. Entonces seguramente el muestreo de sus fluidos hubiera sido muy conveniente y no nada más por medio de registros de pozo.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Es que no son solo registros, son pruebas MDT.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, va a tener pruebas de formación.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Pero no es propiamente una prueba de producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero va a tener pruebas de fluidos?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. Entonces ahí sí. Porque si fuera nada más por medio de registros, no sería.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No, no, no. Tal vez la confusión es que sí tuvo un programa extenso de toma de información, la cual considera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero entre ellos va a tener pruebas, muestras, de muestreos.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, muestras de presión, temperatura y fluidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. Entonces con eso ya me quedo tranquila. Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario o pregunta? Ah, adelante ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Nada más incluso dentro de esta comparecencia que tuvimos con ellos, precisamente les explicábamos que necesitábamos que fuera los estudios muy amplios dado que no existían lecciones aprendidas ni pozos de correlación cercanos que en determinado momento nos pudieran dar una mayor precisión en esta ventana operativa, porque únicamente se utilizó el estudio geomecánico desarrollado. Entonces sí presentaron toda esa información e, incluso como mencionaba el ingeniero Héctor Silva, presentaron las pruebas MDT que se van a tomar, conjuntamente con otro tipo de registros obviamente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero José Antonio Alcántara. Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva 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.13.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Chibu-1EXP.

ACUERDO CNH.13.002/19

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 II de la Ley de Hidrocarburos, así como 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 se autoriza a Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Chibu-1EXP.

II.3 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.

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

"SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Procedemos con el siguiente punto. Se trata de las solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo. En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, me referiré a las solicitudes que se recibieron en la Secretaría Ejecutiva. Tenemos el Encuentro Internacional de Energía México 2019, al que asistirán como panelistas la Comisionada Alma América Porres Luna y el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez el 20 de noviembre. El 70 aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros A.C., al que asistirá como ponente la Comisionada Alma América Porres Luna. Y el Foro Agenda Nacional en Exploración y Producción, al que asistirá como ponente la Comisionada Alma América Porres Luna el 28 de noviembre. Son todos. No sé si tengan algún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún comentario de alguien de los Comisionados? Si no hay comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva que dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.13.003/19

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 12, fracción I del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las solicitudes descritas en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros, eventos, y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió al informe en los siguientes términos:

"SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Procedemos con el siguiente punto. Se trata del informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, me referiré al informe. Tuvimos el Tercer Encuentro Energético Nuevo León 2019, al que asistió como panelista el Comisionado Héctor Moreira el 6 de noviembre y la

edición 2019 del Foro Forbes Energía, al que asistió como panelista la Comisionada Alma América Porres Luna el 12 de noviembre. No sé si existan comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún comentario sobre estos informes antes relatados? ¿No? Muy bien. Si no hay más comentarios, continuamos Secretaria Ejecutiva."

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

ACUERDO CNH.13.004/19

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 12, fracción II del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento de las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo referidas en el informe presentado en la sesión, mismas que fueron aprobadas mediante el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:40 horas del día 13 de noviembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Tercera Sesión Ordinaria 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 la Secretaria Ejecutiva.

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva