



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:03 horas del día 12 de mayo del año 2020, se celebró la Vigésima Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del 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 el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0244/2020, de fecha 11 de mayo de 2020, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

La asistencia de los Comisionados fue a través de medios de comunicación remota, con el fin de atender las medidas derivadas de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

El Comisionado Presidente manifestó que la sesión se celebraba tomando en consideración que se encuentra habilitado el día 7 de mayo para llevar a cabo la Sesión, de conformidad con el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y el numeral Quinto del Acuerdo por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos del lunes 23 de marzo al domingo 19 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de marzo de 2020; así como el numeral Segundo del Acuerdo por el que se amplió el periodo de suspensión antes mencionado, para quedar hasta el jueves 30 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Federación el 17 de Abril de 2020; y el numeral Segundo del Acuerdo por el que se modifica nuevamente el periodo para quedar hasta el domingo 31 de mayo de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de mayo de 2020.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario Ejecutivo 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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui 4Del.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación de Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. a favor de Total E&P México, S.A. de C.V. e instruye la suscripción de primer convenio modificatorio del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

II.- Asuntos para autorización



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui 4Del.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Héctor Silva González de la Unidad Técnica de Exploración y su supervisión.

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

“MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenas tardes, Comisionado Presidente, Comisionados y público que nos acompaña en la transmisión en vivo, buenas tardes. En esta ocasión traemos a su consideración la solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui-4DEL del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es la línea de tiempo que siguió el proceso de autorización de este pozo el cual fue recibido el día 29 de abril, el día 6 de mayo se emitió la prevención por parte de CNH, misma que fue atendida el 8 de mayo, y el día de hoy traemos para su consideración la autorización de este pozo. Como fundamento legal tenemos 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 donde se establecen las atribuciones de los órganos reguladores, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en donde se mencionan las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las direcciones generales de la Comisión, finalmente los Lineamientos de perforación de pozos en donde se establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente diapositiva vemos los datos generales del proyecto pozo, el proyecto o pozo Quesqui-4DEL que se localiza en la planicie costera de México, en el estado de Tabasco, dentro de la asignación petrolera AE-0053-4M-Mezcalapa-03, está ubicado a 28 kilómetros del municipio de Cárdenas y a 26 kilómetros del municipio de Huimanguillo. El objetivo de este pozo es comprobar la existencia y la extensión del yacimiento encontrado por el pozo exploratorio Quesqui-1EXP en el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano, su clasificación es pozo delimitador, como ya comentamos el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano. Para este pozo se espera un tipo de hidrocarburo gas y condensado de 42 grados API, las condiciones de presión y temperatura del fondo en el yacimiento son de 160 grados centígrados y aproximadamente 14 mil 400 libras sobre pulgada cuadrada. La trayectoria del pozo es direccional tipo J con una profundidad total de 7 mil 315 metros verticales y desarrollados 7 mil 750 metros. Para la perforación se estiman 138 días y la terminación, 23 días, con un costo de 47.5 millones de dólares. Este equipo, este pozo se va a perforar con dos equipos de perforación, va a iniciar en el equipo terrestre PM-341 de 2 mil caballos de potencia y con capacidad máxima de perforación hasta 6 mil 400 metros, a partir de esa profundidad, va a continuar la perforación en el siguiente equipo que es un equipo de 3 mil HP, el ICM-30 con capacidad de perforar hasta la profundidad total. En la parte derecha podemos observar el pozo, el Quesqui-4DEL, el pozo también Quesqui-1 delimitador y el exploratorio. Para este pozo se estima un recurso contingente de aproximadamente de 80 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 81%. Sus principales pozos de correlación son los pozos Ocuapan 201, Huatajuapas 101A, Tecominoacán 101B, Quesqui-1 exploratorio y pozo Chaya-1A.

La siguiente diapositiva lo que podemos observar es la lámina de la trampa, el tipo de trampa es estructural y corresponde a un anticlinal asimétrico con orientación referencial del noreste al suroeste y limitada al Norte y al Este por un sistema de fallas inversas, al Sur por una falla inversa y un cuerpo de sal y al Oeste por un cierre natural y por revestimiento de capas. Se puede observar la línea sísmica, los pozos de correlación pozo Chaya-1A, el Quesqui-1 exploratorio, el pozo y el Quesqui-1 delimitador, que es el que estamos explicando el día de hoy y el pozo Coapan 201A,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y sí, también si pueden observar el objetivo que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano en la parte baja de la estructura. La siguiente dispositiva lo que podemos observar ya propiamente es la ventana y el diseño del pozo, en la parte izquierda lo que vemos es la columna geológica y la columna litológica, en la parte central está la ventana operativa, en la parte derecha están los estados mecánicos, este pozo consta de 6 tuberías de revestimiento, un conductor de 30 pulgadas a 50 metros, una tubería superficial a mil 250 metros seguida de 3 tuberías intermedias; 13 3/8, 11 3/4 y tubería combinada en 9 7/8, 10 1/4 y una tubería de producción, un *liner* de producción de 7 pulgadas hasta la profundidad de 7 mil 750 metros. En la parte central se observa en la ventana operativa, las curvas que la componen, es la curva de colapso que es la curva de derecha izquierda, seguida de la curva de presión de poro y posteriormente la curva de densidades programadas, la que le sigue que en color negro es la curva de inicio de pérdida, en azul es gradiente de fractura y en rosa en la curva de sobrecarga. El objetivo se observa en la parte inferior, en la columna geológica correspondiente al Jurásico Superior Kimmeridgiano.

En la siguiente diapositiva tenemos la parte de conclusiones de este pozo, este pozo tiene como objetivo, como ya lo mencionamos, corroborar la extensión vertical y lateral del yacimiento JSK descubierto por el pozo Quesqui-1 y también garantizar la adquisición de información durante su perforación con la finalidad de dar certidumbre a la volumetría del yacimiento. Para este pozo se utilizaron las mejores prácticas que permitirán mejorar el desempeño de la perforación y contribuir la integridad del pozo, por mencionar algunas, para el diseño de este pozo se utilizarían tuberías de revestimiento de alto colapso, grados 110 y 140, tuberías resistentes a la corrosión grado 110, TR-110, para este pozo se van a utilizar zapatas rimadoras que van a asegurar el asentamiento a las tuberías de revestimiento, de la de 20 3/4, 13 3/8, 11 3/4, 9 7/8 y 7 pulgadas. Como este pozo es un pozo de alta presión y alta temperatura el operador petrolero utilizó factores de diseño especiales para este tipo de pozos, de igual forma se utilizará en el equipo ICM-30 de 3 mil caballos que será empleado para la perforación de las últimas dos etapas, de la de 7 3/4 y 5 1/2, y este cumple con los requerimientos necesarios para asegurar la integridad del pozo durante su preparación y su terminación. Dentro del programa de adquisición de información y en el Plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Evaluación vigente es importante mencionar que se contempla la realización de una prueba de alcance extendido la cual estará en función de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo, también es importante mencionar que el pozo Quesqui-4DEL, en relación con los costos presentados, considera 2% arriba del rango establecido, esto con una paridad de 24 dólares por cada barril, y es importante mencionar esta diferencia presentada entre el Programa de Evaluación y los costos que se presentan en el día de hoy, se debe a que cuando se documenta el Programa de Evaluación se tiene poca información, esa información permite generar costos del tipo clase 5, el día de hoy tenemos el estado mecánico, los asentamientos de tuberías de revestimiento, tenemos el diseño completo del pozo, se cuenta con los contratos vigentes por lo tanto se considera un costo clase dos, y eso explica el dos por ciento por arriba del rango, el que estaba mencionando y finalmente se considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio terrestre Quesqui 4-DEL dado que no se observan elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia, que limiten o impidan su perforación, y con esto estaría terminando, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, maestro Silva, pregunto a los Comisionados si tienen alguna pregunta.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, si me permite, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo duda ¿por qué se están utilizando dos equipos de perforación? o sea, normalmente hemos visto que se utiliza uno con las capacidades necesarias. Me llama la atención por qué no nada más se utilizaría en dado caso el segundo equipo que tiene las capacidades y digamos, en cuanto a la capacidad de la profundidad está exactamente en el límite, pero bueno, tiene las capacidades ¿Por qué es necesario utilizar dos equipos, no eso hace que sea más el costo? o sea, es mi duda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Doctora, la razón es que al día de hoy Pemex no cuenta con el equipo de 3 mil HP, va a iniciar la perforación con el equipo de 2 mil HP, se hicieron los análisis de cargas de la perforación, principalmente lo que se analizó fue la potencia, el malacate, las cargas en mástil y la subestructura, y el equipo de 2 mil HP da perfectamente para perforar únicamente la perforación, hacer el agujero hasta 6 mil 400 metros para la introducción de la tubería de revestimiento, que sería un *liner* combinado de 10 1/4 por 9 7/8, el equipo no tiene las cargas siguientes para poderlo bajar, entonces en ese momento sería un abandono temporal del pozo y se procedería a cambiar el equipo de perforación por uno de mayor capacidad, el de 3 mil HP, este equipo de 3 mil HP sin problema puede bajar la tubería de revestimiento y perforar hasta la profundidad total programada. Ese es el principal motivo; el día de hoy no se cuenta con ese equipo y se va a cambiar cuando sea necesario, es decir, cuando lleguen a la profundidad de 6 mil 400 metros. Por lo que respecta a la segunda pregunta, del costo, lo que nos indica Pemex es que el equipo de compañía, el de 3 mil HP, el costo, o la forma de cobrar es por metro perforado, entonces cuando hagan el cambio lo que van a pagar es únicamente los metros que perforen desde 6 mil 400 metros hasta la profundidad total del pozo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón la insistencia pero el hecho de que abandonen temporal y hagan el cambio de equipo ¿eso no tiene un riesgo mayor o es una práctica normal?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No es una práctica normal pero está bien documentado el abandono temporal, está bien documentado eso, en la parte de abajo van a aplicar cemento, un tapón de cemento, en el último tubería de revestimiento cementada, que es el *liner* de 11 3/4, un retenedor por encima, posteriormente un tapón de cemento en la boca del *liner* de ese 11 3/4, y un tapón superficial. Son tres barreras y un retenedor, serían cuatro barreras y el fluido de perforación, por la parte de integridad no se ven problemas de que haya, el punto está de que va a estar bien aislado y es solamente el cambio, el tiempo que lleven a cambiar el equipo de perforación de uno de 2 mil a uno de 3 mil caballos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y perdón mi insistencia ¿pero eso no provoca más días y por lo tanto más costo? O sea, porque el tiempo que tienen que taponarlo temporalmente y hacer el cambio de los dos equipos, retirar el primer equipo para después poner el siguiente equipo, eso no provoca al final de cuentas porque yo entiendo que muchas veces los equipos, digamos, los están cobrando por día de perforación o día de estancia, a final de cuentas ¿Eso no provoca mayor costo? ¿e inclusive el mismo taponamiento temporal?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El costo del equipo no, no se ve tan afectado porque la forma en que cobraría el equipo sería por los metros que perforen, en este caso cuando inicie la perforación y perfore los últimos metros sería la forma en que estaría cobrando, esta tarifa es un poquito mayor que la del de 2 mil HP, al parecer es un equipo de Pemex, la siguiente etapa sería ya con un equipo de compañía, en ese sentido se estaría economizando en el pozo, y el equipo estaría cobrando únicamente el de 3 mil HP por los metros perforados.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Okey y finalmente ¿el pozo va a ser abandonado?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- En caso de que resultase no productor, sí, el pozo sería abandonado.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y en caso de ser productor?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- En caso es el productor, no mencionó el operador petrolero, únicamente mencionó el programa de terminación preliminar que incluye una prueba de producción convencional, y sería para el único objetivo que tiene que ser Jurásico Superior Kimmeridgiano.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y sería... porque ahí ¿la terminación sería con abandono temporal o cómo sería? El final.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- La terminación trae abandono definitivo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Definitivo, ese es el punto, okey, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias doctora Alma América. Maestro Silva ¿para las pruebas de alcance extendido se cuenta con las instalaciones necesarias?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- La prueba de alcance extendido, Comisionado Presidente, esa no la autorizamos en la parte de autorización del pozo, esas vienen en la parte del Plan, en este caso el Plan de Evaluación, en dado caso, no tengo ahorita el detalle de la parte de, pero lo puedo investigar, en su momento se aprobó y deben de contar con la infraestructura suficiente, superficial para manejar la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ok, bueno, ahí lo revisas.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Claro que sí, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Néstor Martínez ¿algún comentario?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias, Comisionado Presidente. Primero, deseare mucha suerte a Pemex, que ojalá salga muy exitoso el pozo, pero sí de enfatizar que en cinco días la Comisión Nacional de Hidrocarburos está pasando al Órgano de Gobierno la autorización del pozo, esto fue mandado por Pemex el día 29 de abril, entonces estamos haciendo las cosas muy bien en los tiempos, y lo siguiente es, me gustaría que pusieran la lámina 6, por favor, la lámina 6 donde están las tuberías de asentamiento, el asentamiento de las tuberías de revestimiento y todos los gradientes de presión, de formación, de fractura, de sobrecarga. Me llama mucho la atención ahí, maestro Héctor Silva, en la tubería de 13 3/8, va a estar asentada a 3 mil 550 metros, ahí hay un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cambio muy fuerte, en la presión de formación, se va incrementando fuertemente y también se incrementa el gradiente fractura, aunque haya la posibilidad de bajar esa tubería de 13 3/8 un poco más abajo, por ejemplo a 3 mil 650 metros, porque 100 metros dan mucho la posibilidad de no andar con un problema ahí a la profundidad de 4 mil 300, porque a 4 mil 300 se supone que están perforando con 1.95 gramos por centímetro cúbico y a esa profundidad pues se va a fracturar la zapata, se va a fracturar la parte de los 3 mil 550 si se perfora un poquito más debajo de 13 3/8 podría haber más holgura en la cuestión de la integridad del pozo.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, Comisionado, efectivamente lo que usted menciona está bien, en ese sentido el diseño considera ese asentamiento de tubería de 13 3/8 para poder librar prácticamente de 3 mil 500 metros hasta aproximadamente 4 mil, 4 mil 200, 4 mil 300, metros que es donde se va a manejar la densidad de 1.95. Si bajáramos un poco más ese asentamiento, de la tubería de revestimiento, existiría la posibilidad de que la presión de poro demandará mayor densidad y fracturan la zapata de la de 20 pulgadas a mil 250 metros, por eso el asentamiento de esa tubería de revestimiento va hasta 3 mil 500 metros y de 3 mil, perdón, de 3 mil 550, y de 3 mil 550 hasta 4 mil 300 metros se manejaría una densidad de 1.95. Vuelvo a repetir, si bajamos ese asentamiento de 13 3/8 a 100 metros más abajo, la presión de poro se incrementa drásticamente en esos 100 metros, esa es una rampa muy grande, si manejamos un agujero descubierto desde mil 250 metros hasta 3 mil 500 metros nos va a pedir densidad y esa densidad va a afectar la zapata de 20 pulgadas arriba, por lo por lo tanto, esta tubería de revestimiento tendría que estar asentada a esa profundidad para que nos permitiera disminuir de 1.58 que llevamos en la etapa de 20 pulgadas a, perdón, incrementar de 1.58 a 1.95 y después de 1.95 hasta 2.05, que es la etapa en donde se tiene la zona de presión anormal alta, la zona de presión franca alta, por eso una lección aprendida el del pozo Quesqui-1 exploratorio que perforó esa zona y esos asentamientos se definieron en función de los eventos de perforación de ese pozo y se tuvo la ventana operativa para la perforación de este pozo Quesqui-4DEL.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está pidiendo la palabra el ingeniero Alcántara, Comisionado Martínez, me parece que quiere decir algo al respecto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo también tengo. Adelante, Alcántara.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- No, perdón, Comisionado, yo tenía un comentario con respecto a la pregunta que hizo usted, Comisionado Presidente, referente a la prueba de alcance extendido, entonces, si gusta terminar el Comisionado Martínez, y yo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Adelante, adelante, ingeniero Alcántara por favor continúe.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Correcto. Yo, con respecto a esto, si las condiciones del pozo así lo permiten se va a realizar un programa de alcance extendido durante 179 días, esta prueba de alcance extendido de momento obviamente no manifiestan ni el volumen, por razones obvias, ni el medio de transporte así como del direccionamiento de los hidrocarburos, sin embargo, dentro de la autorización, dentro de las obligaciones del operador aunque, como mencionó el maestro Silva, solicitamos esa prueba, sí le estamos pidiendo al operador que informe a la Comisión de la volumetría obtenida durante esa prueba, el medio de transporte y hacia dónde irían dirigidos los hidrocarburos, nada más era eso, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, ingeniero Alcántara, disculpe, Comisionado Martínez, adelante con su siguiente comentario.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pues yo creo que el comentario del maestro Silva es muy interesante, muy importante, porque efectivamente lo que tenemos son diseños que posteriormente, durante la perforación, pueden ir cambiando y esos asentamientos pueden variar un poco, ya sea hacia arriba o hacia abajo, dependiendo de cómo se vaya dando la perforación, pero precisamente esto es un pozo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bastante profundo, 7 mil 750 metros, tiene un costo de 47.5 millones de dólares, eso fácilmente indica que se requiere alta tecnología, se requieren muchos conocimientos para poder hacerlo y que definitivamente de lecciones aprendidas, los pozos anteriores en Quesqui y toda la experiencia que tienen los doctores que estudiaron ingeniería en perforación y otros técnicos, dando aquí en este pozo. Precisamente hay un tema ahí, dice la necesidad del uso de TR's de alto resistimiento al colapso y también a la corrosión, entonces la corrección es muy importante si hay producción, si hay emanación de CO₂ o de ácido sulfhídrico dentro del pozo porque eso puede llegar a nivel molecular, a invadir en la tubería de revestimiento y hacerle fisuras, entonces la pregunta, maestro Silva, es ¿tuvieron problemas de ese tipo en los otros pozos? de CO₂, de H₂S, para la necesidad de poder incluir tuberías de revestimiento de alta resistencia al colapso y a la corrosión que me imagino que son las de abajo ¿son las de 9 7/8 y la de siete?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, las tuberías de alta colapso se dan por las geopresiones que maneja este pozo, las tuberías de resistencia de la corrosión en este caso TRC, TRC de 110, se están implementando debido a fluidos obtenidos en el pozo Quesqui-1. De momento no puedo decir qué porcentajes de CO₂ y H₂S se obtuvieron pero sí tiene, se produjeron fluidos corrosivos y por eso este pozo está considerando tuberías de resistentes a la corrosión.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo cual celebramos porque eso genera la mayor probabilidad de éxito para la integridad del pozo, no solamente durante la perforación sino también durante toda su vida productiva. Pues muchas gracias, también otra vez comentando que ojalá tenga mucho éxito y que los técnicos altamente especializados se apliquen aquí para poder observar la posibilidad que se puedan rebajar los, de reducir los costos que es bueno para el operador, es bueno para el Estado. Muchas gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Comisionado, si.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, a ver. Adelante.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si me permiten, solo para precisar en la información de los fluidos del PBT del pozo Quesqui-1EXP, indica que se tiene aproximadamente 2.2 por ciento en grado mol de CO₂ y por eso se incluyen las tuberías resistentes a la corrosión, no, no presentó el PBT pero de CO₂ sí, 2.22 por ciento mol.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ingeniero Alcántara ¿tiene un comentario?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, gracias, Comisionado Presidente, únicamente complementando el comentario del doctor Martínez debo añadir que independientemente de este tipo de tuberías también dentro del fluido de perforación se van a utilizar los secuestrantes correspondientes para evitar este tipo de emanaciones de sulfhídrico como se mencionaba, eso es nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, ingeniero Alcántara. ¿Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no tengo comentarios, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Moreira. ¿Comisionado Pimentel?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada, Presidente, muchas gracias. Todo bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. De no haber más comentarios. ¿Doctora Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo solamente. Si me permite, Comisionado, yo puedo nada más insistir en que se tiene que tener mucho cuidado con el abandono



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

temporal que se va a ser entre un equipo y el otro para que no se vaya a dañar el pozo de, porque precisamente por el tipo de que es de alta presión y depende también el fluido de perforación que vaya a quedar en ese intervalo del cambio de equipo, no vaya a ser que vaya a haber un daño en el pozo en el cambio de equipo, entre un, o sea, por el tipo de fluido que te vaya a quedar en el pozo porque yo estaba viendo también de que va a ser cuando precisamente esté el tipo de fluido sea el que de 2.05 gramos por centímetro cúbico, entonces creo que aquí sí es importante es tener cuidado que no vaya a haber algún daño a la formación cuando haya el abandono temporal y esto, que ya tenemos algún antecedente en otro tipo de pozos, que ha pasado este un daño en, cuando hay un cambio de equipo por un abandono así, temporal, entonces y eso pasó en algún pozo en Xiquín, entonces simplemente tener esa recomendación para el caso de este pozo ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, pues les diría que se aseguren que el dictamen venga la recomendación que hace la doctora Alma América, como parte de la resolución de la Comisión hacia el operador, asegúrense de que quede asentado, pediría al Secretario Ejecutivo, y si no hay otro comentario 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.20.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui 4-Del.

ACUERDO CNH.E.20.001/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X, XXVII; artículo 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui 4-Del.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación de Shell Exploracion y Extraccion de México, S.A. de C.V. a favor de Total E&P México, S.A. de C.V. e instruye la suscripción de primer convenio modificatorio del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al licenciado Daniel Pedraza Vargas, 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:

“LICENCIADO DANIEL PEDRAZA VARGAS, DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Bien buenas tardes a todos, con la venia de los Comisionados el día de hoy presento el primer convenio modificatorio del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida. El contrato es el número CNH-R02-L01-A15.CS/2017. En cuanto a los datos generales del contrato tenemos que en su modalidad es una producción compartida, la fecha efectiva del mismo es del 25 de septiembre de 2017, los contratistas, bueno, el contratista en este caso, es un consorcio conformado por Total E&P México de S.A. de C.V. y es el operador, en lo conducente Total, y Shell



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. en lo conducente Shell. La vigencia del contrato es por 30 años, el área contractual es 15 y actualmente el interés de participación se encuentra distribuido de la manera en que se muestra en la tabla; Total un 60% y Shell detenta un 40% del interés de participación. En cuanto a la solicitud recibida en CNH, tenemos que el 19 de marzo se recibió para autorización de esta Comisión, para que Shell ceda el 40% de su interés de participación a favor de Total, en ese contexto y de actualizarse en la cesión cabe señalar que se solicitará en su momento, por el contratista, la modificación correspondiente al contrato, cabe señalar que de autorizarse en la cesión por este Órgano del Gobierno se modificaría el consorcio establecido en el contrato para que figure Total como un contratista individual, ello al detentar el 100% de interés de participación como se muestra en la tabla en pantalla.

En cuanto al marco normativo tenemos que en la Ley de Hidrocarburos se señala en la fracción VII del artículo 31, en cuyo contenido se prevé que a la Comisión le corresponde aprobar en su caso la modificación de los contratos para la extracción, exploración y extracción, por su parte se destaca que el artículo 85 fracción II inciso K en el cual se establece que la Comisión sancionará cualquier cesión total o parcial de derechos u obligaciones derivados de un contrato para la exploración y extracción que se realice sin la aprobación correspondiente. En cuanto al marco contractual tenemos que la cláusula 2.3 señala que ningún intento de dar en garantía, ceder o transferir parte o la totalidad del interés de participación tendrá validez o se considerará efectivo salvo lo dispuesto en la cláusula 25, en ese sentido tenemos que la cláusula 25.1 establece que para poder ceder todo o cualquier parte del interés de participación, el contratista deberá contar con la autorización previo por escrito de la Comisión en los términos de la normatividad aplicable, la cual se tomará en consideración, entre otros, los criterios de precalificación establecidos durante el proceso de licitación. Sobre este último punto es dable resaltar que para los efectos de la cesión que nos ocupan se tomó en consideración que Total desde el proceso de licitación cumplió con las capacidades que se refirieron para participar en las licitaciones como contratista individual, por lo que la cesión de Shell no le resta capacidades, finalmente en la cláusula 28 se señala que cualquier modificación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al contrato deberá hacerse mediante acuerdo por escrito de la Comisión y el contratista. Es de resaltar que en el caso concreto se tomaron las siguientes consideraciones; Total continúa siendo el operador del área contractual por lo que la cesión de interés de participación de Shell no es un cambio de control de las operaciones, ni del control corporativo y de gestión del contratista, asimismo Total cumple con los requisitos previstos en las bases de la licitación por lo que, de autorizarse la cesión como ya lo comenté, no habría afectación a las capacidades para continuar con la realización de las actividades petroleras como contratista individual. En virtud de las consideraciones anteriores se somete a consideración de este Órgano de Gobierno el proyecto de resolución siguiente: 1.- Autorizar la cesión del 40 por ciento de interés de participación de Shell a favor Total; 2.- Instruir a la Unidad Jurídica previo a la firma del convenio modificatorio para que requiera a Total que presente el aviso de formalización de la cesión de interés de participación dentro de los 30 días naturales a su realización y las garantías de cumplimiento y corporativa que se refieren a la nueva conformación del contratista; 3.- Instruir la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato; 4.- Instruir la devolución de las garantías de cumplimiento y corporativas que correspondan; 5.- Notificar la resolución a Total, Shell, Fondo Mexicano del Petróleo, SAT, ASEA, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SENER y Secretaría de Economía; 6.- Finalmente la inscripción de la resolución en el registro público de la Comisión. Es cuanto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Disculpen, tenía el audio apagado ¿Doctora Alma América, algún comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ningún comentario, Comisionado Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Néstor Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La cesión de derechos porque bueno, todos tenemos la claridad de quién es Shell y quién Total y no tengo ningún comentario en ese sentido, pero aquí lo que se tiene que hacer es, en este tipo de procesos, validar las capacidades de la empresa que se queda



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

finalmente operando, y en este caso pues seguramente lo que se hizo fue utilizar la constancia de precalificación que se hizo en el tiempo en que ganaron el área contractual, y esto fue del 26 de mayo 2017, ya pasaron tres años, yo creo que tenemos ahí un área de oportunidad en la CNH, porque habría que analizar, generar algunos lineamientos para ver y por cuánto tiempo las constancias de precalificación son válidas porque finalmente lo que hacen los operadores es decir que no han cambiado las condiciones y pudiera ser que sí fuera así, claro que estoy comentando que no es el caso de Shell ni de Total, estoy hablando en forma genérica, yo creo que habría que revisar este tipo de situaciones en el futuro para cuando haya ese tipo de procesos, tengamos la claridad de cómo vamos a evaluar esas constancias que las empresas, que quedan como operadoras, tienen las capacidades técnicas y ejecución para seguir operando en la forma adecuada. Ese es mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, Comisionado, creo que sí podríamos analizar ya en el seno de la CNH y le pediría a Fernando Ruiz que anotara este tema como un pendiente de los que tenemos para, ya cuando regresemos a la normalidad, o hagamos una sesión virtual podamos tocar este tema y que no se nos pase. ¿Algún otro comentario, Comisionado Martínez? ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, muchas gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Comisionado Pimentel?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada, Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ya no escuché si había un comentario del Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, nada, Presidente, todo bien. Muy amable, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No hay problema, me falló un poco el audio. De no haber 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.20.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del interés de participación de Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. a favor de Total E&P México, S.A. de C.V., e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.20.002/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII; artículo 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracciones II, inciso h), X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza la cesión del interés de participación de Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. a favor de Total E&P México, S.A. de C.V., e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:47 horas del día 12 de mayo de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Vigésima Sesión Extraordinaria

12 de mayo de 2020



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo