Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:30 horas del día 16 de abril del año 2020, se celebró la Décima Sexta 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 220.0229/2020, de fecha 15 de abril 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 19, 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 16 de abril para llevar a cabo la Sesión, de conformidad con el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, así como con 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.

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 modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-A3. Cárdenas-Mora/2018.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación para el descubrimiento Pokche asociado a la Asignación AE-0151-Uchukil.

II.3 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 delimitador en aguas someras Pokche-1DEL.

II.4 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 delimitador en aguas someras Pokche-2DEL.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-A3-CárdenasMora/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Sergio Pimentel Vargas, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Alan Isaak Barkley Velásquez de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Qué tal, buenos días a todos, muchas gracias. Vamos a dar inicio a la presentación de la solicitud de modificación para la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Cárdenas-Mora. Por favor la siguiente.

Bien, tenemos la presentación de la modificación, entró el 28 de febrero, se emitió por parte de la CNH solicitud de aclaraciones el 10 de marzo una respuesta tres días hábiles después, respuesta aclaración por parte de Cárdenas Mora y bueno tenemos la presentación al Órgano de Gobierno el 16 de abril, en total hubo una duración de 14 días hábiles. Siguiente por favor. Gustavo.

Bueno, las generalidades del área contractual. Bien, el contrato CNH-A3 Cárdenas-Mora 18. es el operador Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. La operadora es Petrolera Cárdenas Mora y PEP es socio del 50% del contrato. Superficie contractual 168 kilómetros cuadrados. La fecha efectiva es del 6 del marzo del 18. Vigencia 25 años a partir de la fecha efectiva. Tipo de contrato: Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia. Bien. Las formaciones geológicas en Cárdenas es JSK, Cretácico Inferior y Plioceno Superior y Filisola, Mora JSK y Cretácico Inferior. Los

pozos perforados se tienen 112 en total, con 13 productores al día de hoy. Y el tipo de fluido es aceite volátil. Siguiente por favor.

Bien, la justificación de la modificación del Plan es en función de los lineamientos de planes. Sí, en función de los lineamientos de Planes en el sentido del artículo 62 párrafo penúltimo, para en el caso de que derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos son el plan aprobado se modifiquen y en el artículo 47 se fundamentan los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos el cual se dice que operador petrolero deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas en relación con mecanismos de mención aprobados mediante el dictamen técnico. Dichas modificaciones incluirán para los casos en que uno o varios operadores petroleros suscriban acuerdo.

Entonces, la justificación es la suscripción de un nuevo acuerdo con PEMEX el cual estipula una nueva metodología de selección volumétrica, asignación volumétrica, y un nuevo punto para asignación de volumen. Es una modificación documental y bueno se mantiene en términos aprobados de la resolución CNH-E-741019 del 17 de diciembre del 2019 todo excepto la parte de medición. Siguiente por favor.

Un momento.

Bien, para detallar la metodología sobre la cual se va a obtener la asignación del volumen de ser aprobada esta modificación es una metodología de la American Petroleum Institute Recommended Practices 85, es una metodología con fundamento en la distribución de volumen de los fluidos utilizando incertidumbres de los instrumentos de medición, para el cual se determinó un índice de desproporción de los sistemas de medición involucrados. Entonces se presenta el modelo, la "I" es el índice de desproporción, que es la sumatoria de las entradas, las cuales juegan un papel, es decir lo recibido y lo medido y por otra parte es "Qi" el cual es la entrada de volumen, más o menos puede ser también, la diferencia que puede tener ésta medición, que se esta haciendo por incertidumbre, o sea es decir por incertidumbre del medidor. Esto es "αi", que bueno incertidumbre de medidor esta detallada en esta fórmula de abajo. Siguiente por favor.

Bien, actualmente la asignación se hace a través de un prorrateo volumétrico y bueno se propone la metodología basada en el estándar API RP85, la cual permite honrar la incertidumbre asociada de los sistemas de medición. Quiero atraer su atención del lado derecho del diagrama. Tenemos este bueno, un ejemplo de un área contractual la cual bueno, tiene dos pozos fluye a otra asignación o contrato y bueno, finalmente llega a un punto fiscal en donde se hace el prorrateo volumétrico en función de la contribución de cada corriente, se asigna un factor y bueno, con ello tenemos en la parte roja, la parte medida, la parte que el operador a través de sus mecanismos e instrumentos puede cuantificar y bueno el volumen reportado el cual se reporta a CNH en la parte verde. Entonces, del lado izquierdo tenemos cómo funciona la metodología API RP85. Bueno, teniendo un factor de incertidumbre de 0.3 "αi" a la izquierda, tenemos la asignación de volumen a un "Ai", es decir, para asignarlos dejamos el índice de desproporción, ese índice de desproporción nos da las diferencias, las diferencias se multiplican por el factor de incertidumbre y bueno así podemos hacer la asignación de volumen mediante esta metodología de la API RP. Siguiente por favor.

Bien, para ilustrar como sería la medición, esto esta aprobado el día de hoy en la Resolución CNH-E-150219 del 5 de marzo del 2019, que es la Resolución mediante la cual este se aprobó los mecanismos, entonces fluyen a través de tres cabezales, los pozos del campo Cárdenas a través, perdón hacia la batería Cárdenas norte, de separación Cárdenas norte, separan las fases, se va hacia Cactus y bueno finalmente se tiene el punto para asignación de volumen que es el Centro Comercializador Crudo Palomas. Y para la parte del Mora, fluyen los pozos del campo Mora, la batería de separación Mora, que es de la de empresa Cárdenas Mora y fluye hacia el nudo Cárdenas, en nudo Cárdenas fluye la batería de separación Cárdenas norte, se separa en fases, una vez más. Entonces. Siguiente por favor.

Ahora, la modificación, lo que estipula esta modificación sería, simple y sencillamente, mantener todo en los mismos términos dado que bueno, no hay construcción de instalaciones, sin embargo, el punto de asignación de volumen cambiaría a Cactus en función de que, bueno, en el C.C.C. Palomas se tiene a confluencia aproximadamente, bueno, se puede llegar a tener de 131 asignaciones aproximadamente, es aproximadamente el 35%

de la producción nacional que manejan. Entonces en C.A. de Cactus se tiene aproximadamente siete asignaciones que concluyen, que pueden concluir hacia la C.A. de Cactus y bueno, entonces esto implica un beneficio en el sentido de que es un índice de desproporción menor es decir el "i" que vimos detallado anteriormente es menor en C.A. de Cactus y bueno se tiene una mayor certidumbre, un aseguramiento de los volúmenes medidos. Bien, y bueno, por la parte de la medición de la fase dos, esa se mantiene en los términos aprobados en la resolución del 5 de marzo del 2019.

Bien, por último. Recomendaciones. Recomendamos al operador para que se reduzca el porcentaje de error mantener la trazabilidad de control de los medidores asociados a los puntos de medición provisional, bueno se intenta reducir el porcentaje de error de las mediciones con la finalidad de disminuir la incertidumbre. Eso para que tenga un menor factor de descuento digámoslo así, lo anterior a través de calibraciones rutinarias de los sistemas de medición. Y bueno la confiabilidad de resultados. Se recomienda que el operador continúe con la implementación de los mecanismos de medición para la etapa 2 de la medición, es decir en donde está aprobada deshidratación en la batería Cárdenas y bueno, esto, en función de que garanticen la confiabilidad de los resultados de la medición. Bueno, básicamente el cumplimiento de la normatividad aplicable es el cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, cumplimiento de la LORCME (Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética), cumplimiento de los Lineamientos de Planes, y se da también a través de esa modificación cumplimiento en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Gustavo, siguiente por favor.

Bien, derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción asociada al contrato CNH-A3,Cárdenas-Mora/18, presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. Mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del contrato, o bien, se apruebe una modificación superior. Eso es todo por mi parte. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Ingeniero Barkley. Voy a preguntarle a los Comisionados uno por uno si tienen comentarios para que no nos vayamos a juntar al mismo tiempo. Le pregunto a la doctora Alma América si tiene algún comentario.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no tengo ningún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Moreira.

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

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, tengo un comentario. En la lámina 5, que es donde viene la fórmula para especificar la norma API RP85, hay un término que se llama desproporción y ahí dice que la "I", la "I" mayúscula que es la desproporción es igual al volumen recibido y tal como está planteada ahí es una multiplicación. Les faltó ahí poner que es una resta. "Qz" menos la sumatoria de "J" igual a uno hasta "N" en las "yi". Las "yi" son los volúmenes medidos, creo que también es importante ver que la "N" es el número de corrientes que están involucradas dentro de la metodología o dentro de la llegada de medición. Faltó un signo "menos" ahí.

INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Le pregunto al Comisionado Pimentel si tiene algún comentario. Ah, ahorita regresamos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, no, no. Eso es todo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, disculpe Comisionado Martínez. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ningún comentario, Presidente. Gracias por la aclaración, doctor Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con gusto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, por mi parte no hay ningún comentario. Si no hay más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de 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.16.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.

ACUERDO CNH.E.16.001/2020

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, y XXVII, y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13 fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., respecto del contrato CNH-A3. Cárdenas-Mora/2018.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación para el descubrimiento Pokche asociado a la Asignación AE-0151-Uchukil.

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 Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

> "MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Buenos días a todos. Espero que me escuchen. Tenemos una presentación para darle los detalles de este Programa de Evaluación del descubrimiento que se realizó por parte de Petróleos Mexicanos. Entonces si avanzamos a la siguiente lámina lo que vemos es el fundamento legal que asiste a este procedimiento, pues por supuesto está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en el propio Reglamento Interno de la Comisión y los lineamientos que regulan este proceso de los planes además de lo que queda inscrito en el título de asignación. Si vemos en el mapa de la derecha, ahí observamos la localización de esta asignación, está en la asignación AE-0151-Ukchukil que es el polígono que está en azul y dentro de ese polígono azul vemos que hay otro polígono rojo y una figura en verde que es justamente la zona del descubrimiento asociado con estos pozos que vamos a ver en un momento. Entonces el polígono rojo es el que marca justamente el área de evaluación, tal como está inscrito ahí en la leyenda. Entonces nos estaríamos refiriendo más enfocados a esta área más que a toda el área de exploración. Si avanzamos a la que sigue por favor.
>
> Vemos entonces el procedimiento administrativo que seguimos. Recibimos este programa de evaluación en febrero. Notificamos una prevención y hubo interacción con el operador petrolero de

manera que hoy estamos aquí en la Sesión de Órgano de Gobierno después de 46 días y repartidos como ustedes lo ven ahí en pantalla en los tiempo de la Comisión y los tiempos que tomó el operador.

Ahora, avanzando, vemos qué antecedentes tenemos en el área de evaluación. Vemos algo importante, el descubrimiento se llevó a cabo a través de un pozo denominado Pokché-1 el cual se perforó en 2016, como aparece también más abajo en la lámina, entre abril y noviembre de 2016. Posteriormente hubo otra perforación de otro pozo exploratorio denominado Chejekbal-1EXP el cual fue en 2019. Estos dos pozos como ustedes observan en el mapa de la derecha son relativamente cercanos y entonces ese es lo que, lo que hizo que este Programa de Evaluación se conjuntara. Es importante nada más como antecedente mencionar que el Plan de Exploración de esta asignación la AE-0151 está activo a partir del 2 de octubre de 2019 y también como antecedente decir que cuando Petróleos Mexicanos realizó la perforación de este pozo Pokche-1 tuvo oportunidad de certificar reservas para el ejercicio desde el primero de enero de 2017, asociado a ese descubrimiento de Pokche-1. Si avanzamos a la siguiente por favor.

Vemos entonces cuál es el objetivo y las actividades que se estarán realizando a través de este programa de evaluación. Recordando nada más la cadena de valor de la exploración, nos encontramos en la última fase ¿no? La fase de caracterización y delimitación, ahí es donde se encuentra actualmente este Programa de Evaluación asociado al descubrimiento Pokche-1.

¿Y cuál es el objetivo? Bueno el objetivo entonces es revaluar la volumetría que por supuesto ya fue encontrada con los pozos exploratorios, además de confirmar los límites espaciales del yacimiento particularmente del Jurásico Superior Kimmeridgiano que es donde se dieron estos, tanto vertical como horizontalmente. Además generar un Plan Conceptual de desarrollo a fin de que, de que se cuenten con los elementos técnicos y económicos necesarios para en su caso llegar a manifestar la comercialidad de esta. Entonces, el Programa de Evaluación plantea dos escenarios. Un escenario "A" y un escenario "B", como vemos ahí en la parte derecha de la lámina. El escenario "A" es el que contempla la mayor cantidad de actividades y son 3 pozos delimitadores, pruebas de alcance extendido 2, pruebas

convencionales de presión producción también 2, estudios de diseños de pozos, 3 de ellos porque están asociados con los pozos y un estudio de caracterización de yacimientos. En el caso que se materializara y que hubiera buenos resultados de este escenario "A" se podría hacer las actividades del escenario B. El escenario B considera entonces la perforación de un pozo adicional con una prueba de presión producción adicional y por supuesto el estudio de diseño del pozo adicional a él. En el mapa de la izquierda ustedes ven ya enfocada el área de evaluación y se puede ver con las estrellitas o bueno con el simbolito en negro, dónde está la perforación de, o dónde está la localización de los pozos Pokche-1 y Chejekbal-1 que se encuentran al sur y al centro de la estructura. Y también ahí pusimos, para referencia aunque lo vamos a ver un poco más adelante también con más detalle, la posición de los pozos delimitadores, el Pokche-1DEL que está cercano al Pokche-1, el Pokche-3DEL que está intermedio entre Pokche-1 y Chejekbal y el Pokche-2DEL que se encuentra hacia la parte occidental noroccidental, y el Pokche-4DEL que es el que se encuentra más hacia el norte. Ahorita vamos a ir viendo cómo está detallado digamos cada una de estas perforaciones y qué es lo que busca en cada una de ella ¿no?.

Ahora vamos a ver algunos detalles en las siguientes láminas justamente de la perforación de los pozos delimitadores. Si bien, estos pozos delimitadores —aquí los pusimos nada más en secuencia de los nombres— ahorita vamos a ver también cómo se van dando a través del tiempo. El pozo Pokche-1DEL, como les mencionaba hace un momento, está muy cercano al área de Pokche donde se perforó el Pokche-1. Si vemos el mapa de la izquierda ustedes van a poder observar que la estructura geológica está como dividida en 3: la parte del sur-este que es la parte de Pokche, la parte central que es la parte de Chejekbal y la parte norte, que estaba más cercano al cuerpo de sal que es el morado, es donde está la parte donde se perforaría el pozo Pokche-4DEL.

Entonces vamos a enfocarnos en la primer parte del sur donde está el Pokche-1. Ahí se perforaría el Pokche-1DEL que como ven es la estrella roja que aparece y está ubicado nada más a 630 metros de este primer pozo. No obstante, el objetivo del pozo es darle certidumbre al límite vertical del yacimiento, porque actualmente con los dos pozos que se perforaron no se tiene

certidumbre del límite vertical. Sería de certidumbre los hidrocarburos, sin embargo ninguno de los dos alcanzó a llegar al límite vertical del yacimiento, por lo que ustedes ven ahí en la configuración estructural hay un límite convencional marcado a la cuota de 6 mil 700 metros y eso es justamente lo que se quiere verificar con la perforación de este pozo. Adicional a ello se ejecutará una prueba de alcance extendido en este pozo.

Ahora, vamos hacia el pozo Pokche-2DEL, que si lo ven, es el pozo que se encuentra hacia el lado izquierdo del mapa —nos regresamos de la lámina por favor— el que se encuentra del lado izquierdo del mapa en la zona noroccidental. Ven dos estrellitas y eso es por que a partir de la plataforma que va a perforar el pozo Pokche-2DEL se van a hacer dos agujeros, va a haber uno que irá hacia el norte, que justamente va buscando echado abajo, también el límite vertical del yacimiento, solamente que claramente hasta la parte noroeste de la estructura y también se hará otro agujero que va echado arriba, justamente hacia el occidente de la estructura, hacia la zona donde está la sal, también para confirmar la extensión del yacimiento. Claramente las profundidades de ambos pozos o de ambos agujeros será muy distinta y ya lo verán ustedes en la propuesta de los pozos que veremos más tarde. Entonces, esos son los pozos Pokche-1DEL y Pokche-2DEL.

En la siguiente lámina ahora sí vamos a ver la propuesta de la perforación de los pozos 3 y 4 delimitadores ¿no?. El Pokche-3DEL, ahora ven, es una estrellita que aparece intermedia entre la estructura de Pokche y Chejekbal. ¿Cuál es el objetivo de este pozo? Pokche-3DEL pues, evidentemente también seguir caracterizando el yacimiento y sus límites pero además buscar la continuidad que hoy se presume que puede existir entre el descubrimiento de Chejekbal y el descubrimiento de Pokche. Ese es ese es uno de los principales objetivos que tendría ese pozo. Además también se estaría haciendo una prueba de alcance extendido, lo cual permitiría tener una caracterización dinámica del área. Como les mencionaba, en caso de que los resultados de este escenario "A" sean favorables, particularmente los resultados del pozo Pokche-2DEL, se perforaría el pozo Pokche-4DEL ¿Por qué? pues porque si por alguna razón, que evidentemente no deseamos que sea así, no se encontraran hidrocarburos en el Pokche-2DEL pues ya no haría sentido ir a buscarlos en el 4DEL

dado que este pozo se encuentra en norte. Entonces, sin embargo, si fuera correcta la suposición de que los hidrocarburos están ahí y hay una muy buena distribución, entonces sí valdría la pena perforar el pozo Pokche-4DEL que es el que se encuentra hasta el norte para darle viabilidad a esa zona de la estructura. Obviamente también el objetivo sería investigar la continuidad en este caso hacia la parte de esa zona y aquí solamente se ejecutaría una prueba de presión-producción convencional. En todos los pozos se considera por supuesto la adquisición de registros y de núcleos convencionales, como es normal en este tipo de perforaciones.

Ahora, si avanzamos a la siguiente diapositiva vamos a ver entonces cómo está la secuencia operativa de estas actividades que acabo de referirles. Están los estudios que se van a realizar. Quisimos dejarlos en el cronograma justamente para que se viera, a pesar de que son estudios que ya están realizados, para que se viera que no arrancamos con los pozos, sino que ya hay un trabajo que el operador ha realizado del diseño de los pozos ¿no? Entonces esos son los estudios que aparecen ahí en 2019 y la secuencia, al menos la que el operador nos manifestó, digamos, a principios del año que nos presentó este programa, fue iniciar con el pozo Pokche-2DEL y ustedes observan ahí que existe una barrita azul marino, azul claro, azul marino, azul claro en el Pokche-2DEL justamente por los dos agujeros que me refería que se van a hacer. Después vendría la perforación del pozo Pokche-3DEL y ahí ven que aparece una barrita naranja que es justamente el tiempo por el cual se estaría haciendo la prueba de alcance extendido. A la par también se estaría perforando el pozo Pokche-1DEL y ese pozo Pokche-1DEL también considera entonces una prueba de alcance extendido. Al finalizar la perforación de los pozos y las pruebas de alcance extendido se haría el estudio de caracterización de yacimientos a mediados del siguiente año.

Entonces, si avanzamos vemos entonces ahora como está el tema de las inversiones asociadas con este programa. Vemos todas las inversiones que están para el escenario "A" desagregados en los rubros que ya conocemos: General, Geología, Perforación de pozos, Ingeniería de Yacimientos, Seguridad de Salud y Medio Ambiente. Al ser un programa de evaluación entonces la mayor cantidad de inversión se va a la perforación de pozos. Dentro de la perforación de pozos, es muy importante manifestarlo aquí, está cargada la inversión de las pruebas de alcance extendido y las

pruebas de presión-producción. Entonces por eso es que el 99% de la inversión está cargada justamente a la perforación de pozos. Entonces, en el caso del escenario "A" estamos hablando de una inversión de cerca de los 250 millones de dólares. En el caso de que se realice también el escenario "B", que es la tabla de abajo, pues considerando las actividades de un nuevo pozo, entonces la inversión llega hasta 323.7 millones de dólares aproximadamente y la proporción en números cerrados se mantiene en 99%.

Si avanzamos, ustedes saben que tenemos que verificar que hay unos programas asociados a este Programa de Evaluación, en particular de programa de Contenido Nacional, estamos enviando el oficio a la Secretaría de Economía para que nos dé la opinión respecto de este programa de Contenido Nacional y como en otras ocasiones sabemos que en caso de que la opinión sea favorable, pues se integra al programa y se le da seguimiento. En caso de que no fuera favorable la opinión de la Secretaría de Economía tendría que pasar por un proceso de modificación del Programa de Evaluación. También verificamos con la con la ASEA. Le enviamos la información para estar en orden con todos los procesos que tiene que llevar a cabo el operador petrolero con la ASEA. Bueno, si avanzamos entonces, tenemos unos comentarios finales a manera de conclusión. Decir solamente que Pemex pues perforó en 2016 este pozo Pokche-1 con el que inició digamos los descubrimientos en el área y con eso descubrió ese yacimiento en el Jurásico Superior Kimmeridgiano lo que le permitió certificar reservas desde enero de 2017. En 2019 perfora un pozo en las cercanías de este a unos aproximadamente a unos 25 kilómetros del pozo Pokche-1 y encuentra características muy similares, tanto geológicas como de presión, como de fluidos, por lo que estima que dicho yacimiento es probable que sea el mismo que se encontró con el primer pozo ¿no?. De esa forma entonces ésta estimación la idea es comprobar si existe o no esta conexión entre ambos descubrimientos y por eso es muy importante lo que dice la siguiente frase ¿no? Que en el programa de evaluación, justamente, marca o tiene como objeto principal hacer una evaluación conjunta de ambos descubrimientos, lo cual es muy interesante. Y bueno, dentro de estas actividades de evaluación, también es importante mencionarlo, que ya le refería que habrá 2 pruebas de alcance extendido y entonces como es un área en donde el asignatario tiene ya infraestructura, estará utilizando esta

infraestructura para llevar a cabo estas pruebas y ya así de esa manera tener una maximización del aprovechamiento del gas en particular. Entonces, le permite hacer estas pruebas de alcance extendido en el mar, lo cual no es común, digamos, por la situación geográfica, sin embargo, aquí al tener actividades sin tener infraestructura disponible lo podría hacer.

Avanzamos entonces. De esa manera con lo que les hemos platicado el dictamen técnico que vemos es que: Observamos que el programa, por supuesto, es técnicamente factible. Toda vez que sus actividades que se están planteando pues permiten acelerar el conocimiento geológico del área y dan, por supuesto, un valor estratégico a la Asignación por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación de este programa de evaluación asociado con descubrimientos en la Asignación AE-0151-Uchukil del asignatario Pemex Exploración y Producción. Es todo por mi parte Comisionados, quedo a la orden de cualquier comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Hernández. Una pregunta. Se hace mención a reservas ¿no? en el Plan. Le pregunto, Maestro Hernández.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y esos deberían ser recursos contingentes o reservas, no me queda esto claro porque deberían de ser recursos contingentes y creo que lo plantean como reservas.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Ok, sí. Actualmente como como les mencionaba cuando se perforó el pozo Pokche-1DEL en 2016, en el ejercicio del 1° de enero de 2017, el operador pudo —perdón— el operador pudo certificar reservas. Ese volumen de reservas se ha mantenido hasta el ejercicio del 1° de enero de 2019 es decir, todavía siguen siendo reservas. De acuerdo con la normatividad para el ejercicio del 1° de enero de 2020 se esperaría que ya no tuviéramos esa reserva ¿no? No obstante hoy seguiría siendo reserva.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias, Maestro Hernández. Comisionada Alma América ¿comentarios?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, sí tengo algunos. Bueno el primero es ratificar lo que acaba de decir el Comisionado Presidente. Creo que al 1° de enero de 2019, o sea en el próximo certificación, tendría que ser recurso contingente ¿no? Maestro Hernández, yo quisiera, tengo varias preguntas. El primero es ¿tenemos algún informe de evaluación del campo Pokche? Para decir que ya estuvo evaluado y por lo tanto tenemos reservas.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, Comisionada, no hay informe de evaluación del campo Pokche.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ajá.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Digamos que en aquel momento, para la normatividad como estaba en el momento que se certificaron las reservas, no era requisito. Por eso es que se han mantenido allá.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Pero como bien decía usted, para este ejercicio al no tener ese informe de evaluación tendrían que clasificarse a recursos contingentes.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, y la segunda tiene que ver con el programa que nos están proponiendo. ¿Cuándo entregarían el informe de evaluación? Porque está muy orientado a la perforación de pozos y a las pruebas de alcance extendido, pero yo no veo en el programa que nos presentaron cuándo presentarían el informe de evaluación y por lo tanto la posible comercialidad de esta área.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- OK, como vimos en el cronograma, el cronograma tiene actividades. La última

actividad que está planteada es el estudio de caracterización de yacimientos y esa está planteada para julio/agosto del próximo año. Quizá no lo mencioné pero este periodo de evaluación fue acreditado por la Secretaría de Energía hasta por 3 años, no obstante el operador está recortando sus actividades en menos tiempo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Lo que, lo que tendría que hacer es mandarnos el informe de evaluación una vez que termine con las actividades de evaluación, es decir, posterior a agosto del siguiente año. Sin embargo no, no es expreso el momento en el que nos tiene que dar el informe de evaluación, se entiende que tendría que ser cuando acaben esas actividades.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Nos podría hablar de los costos de perforación?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Claro que sí. Los costos de perforación que tenemos para estos pozos, es importante mencionarlo, en el análisis que hizo el equipo de la Dirección General de Prospectiva de Evaluación Económica, encuentra que se, que están algunos de ellos fuera de los rangos de los costos que típicamente se tienen para estos. Sin embargo, hay que considerar una situación, dentro del costo de perforación de pozos está incluida también el costo de las pruebas de alcance extendido. Entonces esto quizá pueda generar alguna distorsión, digamos en los costos y hasta donde entiendo no tenemos información con suficiente detalle para hacer esa comparativa. Déjenme darles nada más los costos que tenemos inscritos en el Programa de Evaluación y si me lo permiten cuando yo termine de hacer mi intervención le pasaría la palabra a al maestro Jorge Pérez para que si él nos puede añadir algo pues lo haga, por favor.

Los costos del Pokche-1DEL serían, en el orden —lo voy a cerrar en números— en el orden de 61 millones de dólares. El pozo Pokche-2DEL 107.7 millones de dólares. El pozo Pokche-3DEL 72.7 millones de dólares y el pozo Pokche-4DEL 70 millones de dólares. Esos son

los costos que quedaron inscritos en el Programa de Evaluación. Jorge, no sé si tú quieras añadir algo al respecto.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí muchas gracias. ¿Qué tal Comisionados? ¿Qué tal todos? Buenas tardes. Un poco para añadir a lo que comentaba el maestro Hernández. En un principio lo que nosotros hemos, este dentro de la evaluación de con la comparación de costos internacionales, observamos que había una variación hacia la alza de los costos que estaba presentando Pemex y como bien dice el maestro Hernández lo que comentábamos con el asignatario es que se van a hacer estas pruebas de alcance extendido y de presión producción. Tomando algunas de las referencias que tenemos para el caso de aguas someras para las pruebas de presión y producción, éstas pueden estar, digamos, dentro de los rangos que nosotros estamos viendo entre 24 y 43 millones de dólares para aguas someras ¿no? Entonces en ese sentido este si consideramos tanto los costos posibles de las pruebas de alcance extendido como las pruebas de presión y producción, la variación que nos da ya con el análisis a la alza es a cercana al 7%. Entonces, digamos, la mayoría de los costos están explicados bien por la propia perforación de los pozos y adicionalmente por las pruebas que se estarían realizando. Como vamos a ver más adelante, hay una refinación de los costos que presupuestaron para el Programa de Evaluación respecto ya de las autorizaciones que están solicitando. En el caso de Pokche-1DEL estaríamos hablando de que es de un presupuesto total de 61 millones de dólares, tanto para la perforación como para las pruebas de alcance extendido, estaríamos pasando a 62.6 millones de dólares solamente para la perforación, lo que quedaría unos 2 o 3 millones de dólares restantes por incluir para las pruebas de alcance extendido. Y en el caso del Pokche-2DEL que es el pozo más complejo de los 4 que tenemos aquí en este programa estaríamos hablando de que la el costo de la perforación ronda los 83 millones de dólares y lo que les dejaría abierto un presupuesto de 24 millones de dólares para la realización de las pruebas de producción y presión.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es decir ¿están por arriba, Jorge?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, sería una variación ligera menor al 7%.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero mi pregunta es que si están por arriba de los rangos que se manejan en estas áreas.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Correcto, sería respecto de la referencia internacional que tenemos, los costos que nos presenta Pemex ya considerando los costos estimados de las pruebas de alcance extendido, estarían 7% por arriba de las referencias.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. O sea, quiero manejarlo por que efectivamente era mi cálculo que traía y sobre todo en estos tiempos nosotros tenemos que tener mucho cuidado en los costos que nos están presentando. Aquí es el Plan y vamos a ver en los siguientes puntos la situación que traemos, porque ya lo vamos a pasar a una autorización. Entonces, digamos, el Plan pasa a la realidad ¿no? A los costos que nos van a proponer ya en las autorizaciones y a veces hay un poquito de conflicto, digamos, entre nosotros mismos en el asunto que si en las autorizaciones estamos autorizando costos o no, o nada más la parte de la integridad de los pozos. Pero aquí, pues también nos están dando vista a la parte de los costos que van a tener y yo quisiera dejar patente que los costos que se están autorizando dentro de este Plan, o que se están considerando dentro de este Plan, están arriba del costo internacional que se están manejando para las áreas de aguas someras. O sea simplemente lo dejo y posteriormente haré algún comentario. Muchas gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, doctora. Le pregunto al Comisionado Moreira si tiene algún comentario.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera continuar con el comentario de la doctora. Yo creo que sería mucho más sencillo que cambiáramos un poquito la forma en que nos entregan la información porque no todos los pozos

donde se hace perforación se hacen pruebas de alcance extendido. Entonces que nos reportaran por separado los costos de perforación y los costos de alcance extendido de pruebas de presión-producción. Es sencillamente separarlos pero que los separe el economista, que es el que tiene la mayor información y eso permitiría que en este caso la Dirección de Evaluación Económica pueda hacer las comparaciones apropiadas. O sea, sí lo hizo pero es "regrésate con el contratista, haz la estimación". Entonces, terminas haciendo dos estimaciones cuando yo creo que sería más lógico que sea el contratista el que dijera "tanto para perforación y tanto para alcance extendido". De tal manera que si hay nada más exploración, nada más perforación, pues sería fácil comparar costos de perforación nada más. Creo que nos complicamos un poquito la cosa nosotros. Entonces hay que cambiar un poquito el formato de entrada de los datos y decir: dame por separado esto con esto. Y eso nos evitaría ese tipo de discusiones de saber si está por arriba o no de las prácticas internacionales.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Ha concluido su intervención, doctor Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias Comisionado. Comisionado Martínez ¿Algún comentario?.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, tengo varios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Voy a empezar con la conclusión número 2 de lo que nos plantearon. Esa conclusión comenta que al parecer hay dos yacimientos y que habla de las características geológicas y de presión, pero no habla de las propiedades de los fluidos y los fluidos tienen diferentes grados API ¿cómo es posible que fuera entonces un sólo yacimiento? ¿Cómo es que lo podemos interpretar cuando es un

sólo yacimiento forzosamente no sólo tiene las mismas propiedades no sólo físicas si no también de físico química de los fluidos? Es una diferencia pequeña pero es una diferencia más o menos como el orden de dos grados API.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, doctor, es algo que efectivamente observamos. Totalmente de acuerdo, es una diferencia mínima. Lo que estamos viendo es que quizá por la distancia y las características de carga que pudieron darse en la roca almacén y los cambios laterales de fases que puedan existir, puede que esa diferencia en los grados API se pueda explicar, sobre todo porque es pequeña. Sin embargo, justamente es algo que observamos con el operador y parte de lo que pues de las actividades que él plantea realizar justamente son las, en particular para ese caso es las actividades en el Pokche-3DEL en el pozo Pokche-3DEL, y mediante la prueba de alcance extendido pues se tendrá que observar si hay o no una conectividad hidráulica hacia la zona, entre la zona de Pokche y Chejekbal. Y bueno, pues creo que con esa información quedará totalmente claro si es solamente un yacimiento o son dos ¿no? Y que al provenir a lo mejor de la misma roca generadora pues las características del hidrocarburo son prácticamente las mismas entonces. Pero es digamos, es ahorita la hipótesis que se tiene. Puede ser uno, pero así como puede ser uno pueden ser los dos ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, porque meramente, por ejemplo el caso de Abkatun-Polichuk, Abkatun-Polichuk tiene un en común y alguien parece que tienen conectividad hidráulica, pero eso no es la definición de un yacimiento. La definición de un yacimiento es que esté totalmente incorporado dentro de un volumen de roca. Y bueno, también otra interpretación sería que hay varios yacimientos ahí. Pero bueno los pozos nos lo van a ir diciendo.

El segundo punto que tengo es que de acuerdo con el diagrama de Gantt que presentan para la perforación de pozos. El primero a perforar, de acuerdo con el diagrama que nos presentaron que es la lámina número 8, el primero es Pokche-2DEL. Ese, el Pokche-2DEL lo tienen pensado empezar a perforar en abril del 2020 y después el siguiente, de acuerdo con ese diagrama de Gantt, es el

Pokche-3DEL y lo traen para finales de abril y al final, de acuerdo con ese diagrama de Gantt, tenemos el 1DEL y lo plantean para junio-julio casi. Pero bueno, en la agenda del día de hoy del Órgano del Gobierno, tenemos en el punto 3 de la orden del día Pokche-1DEL y el Pokche-2DEL. Pues yo supondría que tendríamos que tener también el Pokche-3DEL si es que ese se va a perforar antes que el 1DEL. Entonces ¿esto qué quiere decir? ¿que el cronograma de actividades que nos están presentando no es el último y vamos a aprobar algo diferente en los siguientes puntos del orden del día?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Gracias por la pregunta, doctor. Qué bueno que lo que lo menciona porque siempre hemos visto recurrentemente ¿no? La información que nos presentan los planes y programas como es información digamos de algunos meses atrás todavía trae información de lo que se estaba visualizando, entonces las fechas suelen no ser tan precisas. No obstante, lo que sí quiero mencionarles es que la solicitud de perfora... la solicitud de autorización para la perforación del pozo Pokche-3DEL también ya está aquí en la Comisión, solamente que no han agotado el procedimiento, entonces, efectivamente también se traerá autorización en su momento. Pero entiendo que la secuencia sí va a ser esta esta que se presenta y sí va a haber unos ajustes en los en el cronograma, lo vamos a ver más adelante, con las fechas. Justamente porque tienen, entiendo que tienen ya un equipo disponible para para poder hacer la perforación del pozo Pokche-1DEL entonces por eso sería un cambio. Pero digamos que esto pues lo que les presentamos en este cronograma es lo que estaba originalmente planeado o visualizado a principios de año.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, muchas gracias. Solamente el comentar en el último punto acerca de las reservas. Que realmente no es algo que tenemos que revisar el día de hoy. Hoy estamos solamente viendo el Programa de Evaluación de Pokche más adelante va a haber un Órgano de Gobierno, alguna discusión en relación de qué va a pasar con la reserva, pero actualmente Pokche tiene una reserva. Una reserva 1P, 2P y 3P certificada al 1° de enero de 2019 y esto fue validado por un tercero independiente. Nuestros lineamientos cambiaron de reservas en el último año y se plantea una interpretación de que,

si no hay un plan de evaluación, se convierten en recursos que no son reservas específicamente. Pero creo que eso debemos de plantearlo más adelante en alguna discusión, no solamente Pokche sino algunos otros, porque el cambio los lineamientos fue el año pasado y Pokche viene 2016. Entonces no podemos aplicar retroactivamente lineamientos para atrás ¿no? y convertir reservas en recursos prospectivos, pero bueno no quiero generar mayor discusión en este sentido, porque no estamos tratando eso. Estamos tratando el Programa de Evaluación de Pokche en el cual estoy de acuerdo. Muchas gracias, Comisionado.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias, Presidente. Pues sí, son varios comentarios. El primero que yo diría es que en efecto lo que hace reservas, ya lo decía la doctora, si no hay un informe de evaluación en términos de la regulación hoy vigente, no podríamos considerar esos recursos como reservas, tendrían que ser contingentes. Pero también es cierto lo que apunta el Doctor Martínez que no es eso lo que estamos ahora discutiendo, estamos ahora discutiendo solamente la aprobación o no de un Programa de Evaluación. Y yo quisiera respecto de los costos traer a la mesa un comentario que me parece en estos tiempos es indispensable hacer.

Los costos que tiene actualmente el petróleo vs los costos de extracción ya quedó claro que están por arriba ¿no? que el asignatario está por arriba de sus costos y dada la circunstancia actual de precios, si esto fuera un Programa de Evaluación exitoso, si se delimitara correctamente el yacimiento, pues pasaría desde luego a la siguiente etapa en la cadena de valor que sería un Plan de Desarrollo para la Extracción. Y la pregunta acá es ¿cuál es la razonabilidad económica de estos proyectos? Me estoy yendo ciertamente a un caso hipotético, es decir, hoy no estamos hablando de un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero estamos un eslabón abajo, un eslabón atrás.

Estamos delimitando, está el asignatario delimitando el yacimiento para eventualmente declarar comercialidad, entrar ahora sí a la certificación de las reservas y tener por parte de este

Órgano Regulador la aprobación de un Plan de Desarrollo para la Extracción. Y a mí me preocupan, insisto, la razonabilidad económica que hay detrás de éste y de algunos otros proyectos. La razón de ser de la CNH, lo hemos dicho antes, es velar por que se maximicen los hidrocarburos en el tiempo.

Ese es un mandato que está previsto desde la Constitución y desde luego aterrizado después a nivel legal, tanto la Ley de Hidrocarburos como la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Lo que nosotros tenemos que velar, es porque los proyectos maximicen el valor en el largo plazo y que se extraiga el mayor volumen de recuperación, que se extraiga la mayor cantidad de hidrocarburos en condiciones económicamente viables. Recordemos que estas actividades de exploración y de extracción deben servir para que la nación se haga de recursos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo.

Entonces, otra vez mi inquietud toral, no respecto de este Programa de Evaluación, sino en general de todas las actividades que está llevando a cabo el asignatario, es que no perdamos de vista esto, que es nuestro mandato primario, es nuestra razón de ser como regulador de las actividades de exploración y extracción en México. Si está por arriba de los costos de perforación del asignatario, si están por arriba de los costos internacionales, creo que vale la pena dejarlo con toda precisión señalado. Ya sé —porque nos los ha dicho antes Jorge— que no tenemos atribuciones para negar este Programa de Evaluación, pero lo que es cierto es que esa es nuestra razón de ser. Entonces, yo lo único que quisiera en este momento es apuntar que yo no encuentro razonabilidad económica en los costos que nos han expuesto el día de hoy y que tampoco hacia adelante encontraría yo razonabilidad económica para extraer. Y estamos hablando de aguas someras y estamos hablando de hidrocarburo entiendo yo ligero, es decir, creo que es el mejor ejemplo de lo que pudiera ser razonablemente, de lo que pueden hacer económicamente viable. Quisiera yo pues tener más adelante un análisis más detallado de porqué sí es razonable, desde el punto de vista económico, llevar adelante este proyecto. Y termino diciendo que a mí me preocupó particularmente este tema porque el asignatario, lo dijo el doctor Martínez, presentó el mismo día la solicitud de autorización del pozo 3-DEL, que fue el martes si no recuerdo mal y el mismo día presentó ya el aviso de inicio de

perforación. Entonces, entiendo hay un sentido de urgencia de parte del asignatario, pero no quisiera que nos atropelláramos en el desahogo de un procedimiento administrativo que es de la mayor importancia. Yo creo que tendríamos que esperar, tendría el asignatario que esperar que se apruebe su Programa de Evaluación.

Yo insisto, no encuentro razones más que las que ya expuse, una de preocupación general y una vez que se apruebe el programa de evaluación entonces sí que venga el asignatario y presente, si es que es así como sucedió, que presentara su notificación de inicio de perforación del pozo 3-DEL, estoy hablando específicamente del pozo 3-DEL.

Entonces en fin, yo quisiera, si ustedes están de acuerdo colegas, pedirle al área técnica económica que nos ayudara con un análisis muy puntual de cuáles son los costos promedio de extracción, quizá por áreas, quizá por campos, quizá habría que ir haciendo algunas distinciones respecto de profundidades en fin, costos de tecnologías ¿no? versus las condiciones actuales de precios que hay en el mercado. Y ya no me meto al recorte de los 100 mil barriles. Creo que sería muy importante saber cómo vamos a hacerle frente a ese recorte. Para mí sería fundamental que el asignatario nos pudiera especificar cómo va a llevar a cabo ese recorte y cómo va a alcanzar esa cifra. Yo creo que esa sería nuestra labor, tener esa información lo mas detallada posible y ciertamente sé, doctor Martínez, que estoy hablando de algo que no está en la mesa de discusión, pero dadas las circunstancias actuales me parece que es indispensable que este Órgano Regulador se pronuncie al respecto. La propuesta sería: yo no tengo inconveniente en aprobar este Plan de Programa de Evaluación en sus términos habiendo dicho con toda claridad que hay costos que están por arriba de la referencia internacional. Ahora bien, no obstante ello quiero traer a la mesa, el pedirle formalmente al asignatario pues que nos dé sentido, las razones económicas de este proyecto en particular y luego poder ver, ya eso nos toca a nosotros hacerlo en casa, cuáles son este balance, este estudio económico, que le da razonabilidad, no solamente técnica sino económica. Recordemos que el tema del marco constitucional y legal hoy vigente en México, es un marco económico. Lo que tiene que tener un proyecto de esta naturaleza

es sentido económico. Digo para para acortarlo, si no lo tiene, creo que tendríamos que decirlo de manera mucho mas puntual.

Espero haber sido claro en mi inquietud y yo pediría, si no es mucha molestia pues, que el compromiso, si es que ustedes están de acuerdo, pues que así se manifiesten. No para este proyecto sino para pedirle a Pemex la información que nos ayude a entender la razonabilidad detrás de este y de otros proyectos ¿no? Muchas gracias, Presidente. Gracias, colegas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel. ¿Me escuchan bien? Voy a hacer una prueba de audio, porque estoy teniendo yo un pequeño retraso, no sé si me escuchan bien.

Sí, muy bien, pues si está de acuerdo el Comisionado Pimentel y los demás a lo mejor podemos meter esto en asuntos generales, para no; digamos, contaminar este este punto con esta discusión, que yo no le veo problema, pero a lo mejor lo podríamos pasar a un último punto si les parece bien.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien ¿hay algún otro comentario referente a este punto?

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo simplemente quisiera volver al tema de, que está en la agenda, que tiene que ver con el Plan de Evaluación del área de Pokche y recalcar que el objetivo del Plan de Evaluación de esta área es precisamente determinar, primero delimitar el yacimiento y determinar la comercialidad de esta área. Entonces creo que todo

lo que se ha dicho en cuanto a los costos y en cuanto a una viabilidad técnica económica del área sí tiene que ver con el Plan, con el programa que nos están presentando. O sea creo que no es únicamente avalar la perforación de uno, dos, tres, cuatro pozos delimitadores, sino que aquí lo que debemos de analizar, pero no nos los están proponiendo de una manera más integral, es cuántos recursos van a incorporar o reclasificar, eso yo no lo vi explícitamente. Y cómo en ese contexto se haría viable esta área desde el punto de vista técnico y económico. O sea, aquí lo único que estamos viendo es de que van a perforar tres pozos o cuatro pozos para delimitar un yacimiento y cuánto cuestan, que es lo que yo me permití hacer mis observaciones. Pero aquí lo ideal y el objetivo de un programa de evaluación de este tipo sería ¿cuánto van a incorporar? o ¿cuánto van a reclasificar? y en este momento si eso permitiría ser viable económicamente y comercialmente esta área. Esa sería mi pregunta final hacia el maestro Hernández porque ese es el objetivo de un de un programa de evaluación. El objetivo no es perforar tres, cuatro, cinco o diez pozos y ponerlos a producir. O sea, creo que aquí nuestro objetivo debe de ser cómo van a determinar la viabilidad económica del área después de haber delimitado estas estas áreas. Por cierto que el primer delimitador no tiene prueba de alcance extendido, tiene nada más una prueba de producción, entonces el costo que nos están dando es, o sea, no se puede enviciar, digamos, o viciar con los costos de una prueba de alcance extendido. Ese 7% es casi directo porque es lo que normalmente hacen cuando perforan un pozo exploratorio. Entonces, aquí sí es casi directo el sobrecosto que se está manejando ¿no? Entonces, solamente en el caso del segundo delimitador y los otros que pueden tener alguna prueba de alcance extendido, pero mi punto aquí es, yo pediría al área técnica que cuando nos presenten un programa de evaluación y bajo el contexto que estamos viviendo el día de hoy el objetivo es evaluar técnica y comercialmente el área, con los pozos que vayan a hacer delimitándolos y cuánto van a recuperar o cuánto van a reclasificar en este caso de reservas. Y no me quedó muy claro en su exposición. Gracias.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí. Si me lo permiten entonces déjenme decirles. El programa de evaluación plantea justamente que con las actividades que se van a

desarrollar de la perforación de los pozos y las pruebas tanto convencionales como de alcance extendido, el volumen a reclasificar sería de 133 millones de barriles. No obstante pues, como sabemos, este volumen es pues un valor que hoy se propone con la información que se cuenta y al estar haciendo la perforación de los pozos y las pruebas pues se ajustará seguramente ¿no? A la alza o a la baja, como corresponda. En efecto el pozo que no tiene prueba de alcance extendido podría parecer que no tendría una relación en los costos, porque justamente no tiene incluida esa prueba. No obstante el pozo que no tiene pruebas de alcance extendido, es un pozo que tiene dos agujeros ¿no? Entonces también eso hace que no sea, digamos, comparable con un pozo nada más. Entonces, por eso decía yo y me permito hacer el comentario. También lo cierto es que cuando recibimos la información, no solamente de Petróleos Mexicanos de todos los operadores, el nivel de detalle que tenemos de esa información, no nos permite hacer comparaciones tan directas. Además las referencias internacionales tampoco tienen ese detalle, por ejemplo, de saber si las operaciones van a ser con tubería de producción o se van a meter censores de fondo en fin. Ese nivel de detalle que pueda hacer que los costos de un pozo sean mayores o menores no lo tenemos así inscrito en los lineamientos y entiendo que también las bases de datos que utilizamos como referencia tampoco llegan a ese nivel ¿no? Entonces, tenemos cierta incertidumbre ahí, no obstante no quisiera decir que o no quisiera referirme a la parte de los costos internacionales mejor algo que Jorge nos diga si es cierto que esto que yo estoy diciendo, pero al parecer no llegamos a ese detalle como para poder hacer las comparaciones de esa forma.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- De acuerdo. Si me permiten la palabra, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- ¿Qué tal? Digo, un poco hacer la recapitulación de los comentarios que se han hecho. En cuanto a los comentarios del Comisionado Pimentel y la doctora Alma América, digamos, dentro de este panorama del

Programa de Evaluación es un poco difícil, tanto para el operador como para digamos para las áreas técnicas, hacer la evaluación económica propiamente del proyecto dado que se tiene una mayor incertidumbre sobre los recursos que se podrían obtener respecto de una etapa más avanzada como sería ya un Plan de Desarrollo por ejemplo ¿no?, en ese sentido, este digamos, a manera de que van avanzando los proyectos petroleros se reduce el riesgo y entonces las inversiones resultan más productivas dado que hay un menor riesgo en el desarrollo de los campos y en la presencia de los recursos en el área ¿no? Tomando como referencia la base que nos daba el maestro Rodrigo y tomando como referencia también los costos que nosotros estamos observando, por ejemplo, en aguas someras.

En aguas someras en asignaciones los costos de desarrollo andan en el orden de los 10 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, entonces en el caso de que se incorporaran unos 100 millones de barriles para Pokche estaríamos hablando de costos totales del proyecto cercanos a los 2.5, 2.4 miles de millones de dólares ¿no? Entonces lo que estamos viendo ahorita y el presupuesto que estamos analizando para el Programa de Evaluación en este momento representa únicamente cerca del 10% de lo que podría llegar a ser hipotéticamente los costos. Si es viable económicamente o no es viable económicamente, eso dependerá 100% de la cantidad de los recursos, así como también los posibles costos que existan y definitivamente la volatilidad del precio es lo que menos nos proyecta ahorita hacer una predicción de este- en cuánto podríamos obtener este la digamos- cuál sería el precio *break even* para que este proyecto pudiera ser rentable.

Adicionalmente, la otra cosa es la carga fiscal que se le impone a Pemex por lo que para este proyecto en particular estaremos hablando de que necesitaría costos, digo, un precio cercano a los 25 dólares por barril de petróleo crudo equivalente para que considerando los costos proyectados, los recursos que estamos ahorita manejando y el régimen fiscal fuera viable ¿no? De todos modos el compromiso del Área de Evaluación Económica es hacer un análisis, hacemos explícito el compromiso de hacer el análisis económico para todas las Asignaciones, para ponernos todos en el marco de referencia en este momento en particular en el que estamos viviendo donde hay una mayor volatilidad de los precios de los hidrocarburos, cuál es el beneficio de estar haciendo estos

programas de evaluación y los programas de exploración que estamos viendo ¿no? definitivamente. Y el otro comentario sería como en los dictámenes que hemos hecho en el caso de exploración para las asignaciones donde también tenemos un una situación de sobrecostos estaremos haciendo una recomendación de que se revisen los contratos existentes para ver si existen eficiencias y precisamente dar cumplimiento al mandato de maximización del valor de los hidrocarburos ¿no? Y posteriormente se darán el seguimiento a las inversiones como también mandato de del área de evaluación económica.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Jorge. Doctora Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, de no haber más comentarios y de haberlos pido que me interrumpan. Pido al Secretario Ejecutivo de 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.16.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el programa de evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción del descubrimiento Pokche-1, referente a la Asignación AE-0151-Uchukil.

ACUERDO CNH.E.16.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10, fracción I, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracciones 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 aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción para el descubrimiento Pokche asociado a la Asignación AE-0151-Uchukil.

Después de la aprobación del acuerdo, el Titular de la Unidad Jurídica, hizo un comentario:

"MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Secretario Ejecutivo, Presidente ¿me permiten hacer una un comentario muy breve?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Claro.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Muchas gracias, Presidente, únicamente con referencia a un comentario que hizo el Comisionado Pimentel acerca del pozo delimitador, del 3DEL, para el cual efectivamente ya mandaron un aviso el día 14 de abril, pues es totalmente cierto lo que comentó el Comisionado, este pozo no podría ser perforado porque en ese momento en que se mandó el aviso, pues no se contaba con la aprobación de este Programa de Evaluación que ustedes acaban de aprobar a través de este de esta sesión.

En todo caso para perforarlo pues se necesita una autorización de perforación del pozo que no se dará en este momento al menos porque no está en el listado del Orden del Día. Entonces en ese sentido tendremos que responder al operador petrolero, en este caso a Petróleos Mexicanos, para hacerles de su conocimiento que no pueden perforar este pozo con el simple hecho de haber presentado este aviso.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, gracias, Ramón.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Gracias. Disculpen la interrupción."

II.3 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 delimitador en aguas someras Pokche-1DEL.

II.4 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 delimitador en aguas someras Pokche-2DEL.

Respecto de los puntos II.3 al II.4 del Orden del Día, el Secretario explicó que por tratarse del mismo tema y el mismo operador la presentación se realizararía de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Pozo.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuyas ponencias son del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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:

> "INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenas tardes Comisionados. Se escucha muy bien. OK, muy buenas tardes. Con su con su venia, Comisionados, en esta ocasión me voy a permitir presentar para

su, para su conocimiento la solicitud de autorización de la perforación de los pozos delimitadores en aguas someras Pokche-2DEL y Pokche-1DEL.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar, por favor, sería el fundamento legal por medio del cual se procede a sancionar las autorizaciones de perforación de pozos, es la Ley de Hidrocarburos la cual faculta a la Comisión para emitir proyecciones 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 también se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de esta Comisión y finalmente los Lineamientos de Perforación de pozos, en donde se mencionan los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de los pozos.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar son los datos generales del pozo Pokche-2DEL. Pertenece a la asignación, como ya se mencionó, AE-0151-Uchukil. Es un pozo delimitador en aguas someras de en un tirante de agua de 27 metros. Como comentario en general el campo Pokche se localiza dentro de aguas territoriales del Golfo de México en la asignación 0151-Uchukil ubicado a 28 kilómetros del puerto Dos Bocas, Tabasco y a 12 kilómetros al suroeste del campo Xanab y cuenta con los pozos exploratorios que ya se mencionaron Pokche-1 y pozo Chejekbal-1EXP. Continuando con la presentación, en la parte derecha se puede observar en el mapa están los dos pozos de los que les vamos a hablar más adelante, que es el pozo Pokche-2DEL, que se encuentra en la parte norte del área de evaluación y el pozo Pokche-1DEL en la parte sur. Específicamente el pozo Pokche-1DEL va al objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano. Tiene dos agujeros un agujero piloto y una ventana, los dos van a evaluar el Jurásico. Las condiciones de presión y temperatura son del orden de 172 grados centígrados y 6 mil libras sobre pulgada cuadrada, lo cual considera un pozo de alta presión y alta temperatura. Ambas trayectorias van a ser perforadas con una trayectoria direccional tipo "J". Para la parte de perforación se programan 143 días para la perforación del agujero piloto y 42 días para la terminación del mismo agujero. Y lo que es la ventana un total de 40 días dando un total de 185 días para la perforación de este pozo

con un costo de 82.9, aproximadamente 83 millones de dólares distribuidos en perforación, terminación y la ventana de 52 millones de dólares aproximadamente, de perforación, terminación 15.6 y ventana al rededor de 15 millones de dólares. Este pozo va a ser perforado con una plataforma, la plataforma auto elevable West Oberón con una capacidad máxima de perforación de 10 mil 600 metros aproximadamente y sistemas de preventores de 10 mil y 15 mil libras sobre pulgada cuadrada. En la parte derecha podemos observar los pozos de correlación que se utilizaron para el diseño de este pozo. Es el pozo Chejekbal, el pozo Tlacame, el Pokche-1 y el Tlamatini se encuentran a 2.57 kilómetros de Pokche, Tlacame y 4 kilómetros respectivamente de distancia de la localización Pokche-2DEL. Con la perforación de este pozo se estarían reclasificando 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 37%.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es el... los datos generales de Pokche-1DEL. El pozo también pertenece a la asignación 151 Uchukil. Es un pozo delimitador en tirante de agua de 27 metros, su objetivo es el Jurásico Superior Kimmeridgiano, este sólo tiene un agujero. El tipo de hidrocarburo es que se estima es de aceite ligero de 42 grados API y omití mencionarlo en el anterior, también es el mismo tipo de hidrocarburo en el Pokche-2DEL, las condiciones de presión y temperatura que se estiman para este pozo son de 137 grados centígrados y 16 mil 600 libras de presión aproximadamente a nivel de yacimiento. Se va a perforar con una trayectoria direccional tipo "J" y a una profundidad total desarrollada de 7 mil 484 metros desarrollados. Para la parte de perforación y terminación se estiman 173 días con un costo de 62.6 millones de dólares. El equipo que lo va a perforar es la plataforma auto elevable Tabasco, con una capacidad de perforación de 10 mil 600 metros y sistema de prevención de preventores de 10 mil y 15 mi libras sobre pulgada cuadrada. El recurso a clasificar, a reclasificar, es de 44 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito ecológico del 79%. Aquí se puede observar en el mapa el Pokche-2, el Pokche-1DEL está en la parte sur del área de evaluación.

La siguiente diapositiva lo que nos muestra es la trampa, la trampa es de tipo estructural. En la siguiente diapositiva por favor, si le cambiamos, se observa una línea sísmica que pasa por los pozos Pokche-1DEL, Pokche-2DEL y el pozo Chejekbal, que se encuentra

en medio de los dos Pokches. Se observa la trayectoria del pozo, sólo una de las trayectorias del pozo que sería el del agujero piloto, no se observa el de la ventana del pozo Pokche-2DEL. Se observa el pozo Pokche-1DEL que es un pozo direccional pero dado que es una proyección se puede visualizar como si fuese un pozo vertical en realidad es un pozo direccional tipo "J" y en la parte central se observa la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano, este es un mapa estructural. El tipo de trampa, bueno, es una trampa estructural. Hacia el sureste está limitada por una falla de tipo normal, al noroeste esta definida por un cuerpo de sal autóctona y al norte por una falla normal. La parte suroeste la limita por un cuerpo de sal autóctona y una falla tipo inversa.

En la siguiente diapositiva lo que veríamos propiamente son la ventana operativa, el diseño del pozo Pokche-2DEL que incluye el *Side Track* o la ventana. En la parte izquierda se puede observar la columna geológica con la parte de la litología. En la parte central está la ventana operativa, la curva de presión de poro con su margen de seguridad. La de curva de presión de poro con la presión de colapso en la parte derecha. La curva de gradiente de fractura con el inicio de pérdida en la parte izquierda y la sobrecarga. Y en la parte derecha se observa, en la parte central, se observa el estado mecánico; consta de siete tuberías de revestimiento, una tubería conductora de 30 pulgadas a 250 metros, seguida de una de 20 pulgadas, una superficial a mil metros, después una de 16 pulgadas a 2mil 600 metros. Ahí la etiqueta no es correcta son 2 mil 600 metros desarrollados o verticales porque en esa parte todavía no hay KOP. Seguiría una TR de 13 5/8 a 4 mil 700 metros, 9 5/8 a 6,143, un *liner* y complemento a 6 mil 760 metros y la tubería de *liner* de producción a 7 mil 140 metros. Como podemos ver, los asentamientos están en función de la ventana operativa que se encuentra en la parte izquierda. En la tubería de 13 3/8 es de vital importancia su asentamiento dado que las densidades programadas van a incrementarse debido a una rampa o un incremento súbito de la presión de poro definida por la litología, como se puede observar, son lutitas en esa parte predominantemente. Esa tubería de revestimiento va a ser asentada aproximadamente de 4 mil 700 metros verticales. En caso de que el asentamiento no fuese definido adecuadamente, el operador petrolero tiene contemplado una tubería de

contingencia, que no se observa en la lámina, pero es una tubería de 11 7/8 para asegurar el correcto asentamiento de esta tubería de revestimiento y posteriormente llegar al yacimiento. La última tubería de revestimiento es un *liner* de 5 1/2 a la profundidad de 7 mil 789 metros.

En la siguiente diapositiva lo que podemos ver es el diseño del pozo Pokche-1DEL. Este pozo Pokche es un también un diseño robusto, consta de 6 tuberías de revestimiento, una tubería conductora de 30 pulgadas a 250 metros, una de 20 pulgadas a mil 100 metros, seguida de una tubería intermedia de 16 pulgadas a 2 mil 600 metros. La tubería de 13 5/8 a 3 mil 750 metros que va asentada a la cima de las sales. Este pozo va a perforar un cuerpo de sal potente y se va a perforar con una densidad de 2.05. Finalmente seguiría una tubería de 9 5/8 que se asentaría en la base Paleoceno para seguir la litología, lo que sería terrígenos de carbonatos y posteriormente la perforación de una tubería en la última etapa y asentamiento de la tubería de 7 3/4 a 6 mil 890 metros, 7 mil 511 metros desarrollados. Estos en general serían los diseños de los pozos.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar serían propiamente las conclusiones. Si cambiamos por favor. Lo que pudo observar el área técnica es que estos pozos están íntimamente ligados con el Programa de Evaluación el Pokche-1DEL con la perforación del Pokche-1DEL y del 2DEL, se va a contribuir a la evaluación del campo Pokche y entre sus objetivos particulares incluye la determinación de la posible comunicación hidráulica entre el pozo Pokche-1DEL y el pozo Chejekbal-1EXP a nivel de yacimiento y la definición del contacto agua-aceite que servirá para estimar con mayor certeza la volumetría del yacimiento. Específicamente, la perforación del pozo Pokche-1DEL contribuirá a confirmar la extensión lateral del yacimiento en este caso Jurásico Superior Kimmeridgiano, descubierto por el pozo Pokche-1. Con la perforación del pozo Pokche-2DEL se busca reclasificar reservas de hidrocarburos principalmente en carbonatos fracturados del JSK, similares a los que se encontraban en el descubrimiento Chejekbal. Y también se incluye, de resultar productor, se incluirá una prueba integral de TSP-DST para el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano de tal forma que la DGAE considere técnicamente factible la preparación de los pozos delimitadores Pokche-1DEL y Pokche-2DEL, dado que no se

observan elementos geológicos operacionales de integridad de pozos o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su perforación. Con esto, Comisionados, terminaría mi intervención. Quedo abierto a sus preguntas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Ingeniero Silva. Comisionada Alma América ¿tiene algún comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tengo dos comentarios nada más. El primero es ¿habrá alguna comunicación para hacer la ventana para el caso del Pokche-2DEL? o ¿van a hacer o sea primero hacen el vertical y para hacer la ventana tendrían necesariamente que hacer la ventana? o ¿cómo sería la secuencia?

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De la secuencia operativa es la preparación del agujero piloto hasta el objetivo que sería las 7 mil 789 metros y el asentamiento de la tubería de 5 1/2. Posteriormente —eso es operativamente— se colocaría un tapón de cemento en la tubería 9 7/8 se baja una cuchara y se orienta por medio de un MWD y una herramienta direccional y posteriormente se abre la ventana para sacar las tuberías de revestimiento. Sería un *liner* de 7 3/4, seguido de un *liner* de 5 1/2, finalmente terminaría en un agujero descubierto de 4 1/8, hasta 4 mil 818 y llegarían al objetivo que es Jurásico Superior Kimmeridgiano pero en la parte alta de la estructura, como se observó en la parte del Plan de Evaluación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, o sea.

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Lo que usted comenta: Petróleos Mexicanos es que en la ventana está condicionada, bueno si no tienen buenos resultados en el agujero piloto no estarían haciendo la ventana.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa era la pregunta. O sea, ¿va a haber alguna notificación, cuando hagan la ventana y haya algún buen resultado o en caso que no haya buen resultado harían la notificación? ¿Cómo sería, digamos,

para nosotros tener el conocimiento de que van a hacer la ventana?

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Pues internamente nosotros le daríamos seguimiento al pozo y estaríamos preguntando cuáles fueron los resultados del agujero piloto y en el momento que hagan ellos la evaluación de este agujero nos tendrían que avisar si van a hacer la ventana o no abrirían la ventana. De cualquier forma con la autorización de este pozo, se estaría autorizando realización de esta ventana y simplemente sería un aviso.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con un aviso.

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Y la segunda es ¿en los dos casos o van a hacer una abandono de los pozos o cómo van a, o sea ¿va a haber abandono temporal de los pozos?

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El operador petrolero manifestó, mandó el programa de terminación en el cual incluye un abandono de los pozos después de que se perforen, no manifestó que tengan intención de producir, producción.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Entonces ¿va a haber abandono definitivo o temporal?

INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El programa que mandó es un programa de abandono definitivo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Definitivo. OK, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Doctora Alma América, le pregunto al Comisionado Moreira si tiene algún comentario.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, ningún comentario.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que se puede observar es que el diseño de los pozos cumple con los lineamientos de integridad de pozos, pero también creo que otro comentario importante es que son pozos particularmente que requieren muchas TRs por la perforación del 1DEL la perforación de la sal es bastante, son desde 3 mil 600 hasta casi 5 mil es un lago de sal y también el caso de 1DEL que es una zona de presión normal. Entonces me gustaría que recordaran un poquito los comentarios del punto anterior donde se decía que estos pozos, cuando se hacía un comparativo a nivel de otros, eran más caros.

Mi pregunta es si realmente es válido comparar peras con manzanas o peras con peras. Entonces tendríamos que ir a buscar recursos de la misma profundidad con un número de TRs y si no llegamos a conclusiones totalmente absurdas. No todos los pozos que van a una misma profundidad, aunque sean de aguas someras o sean terrestres o aguas profundas, tienen la misma complejidad y estos al parecer lo tienen. Entonces, no podemos quedarnos con esa idea de que los pozos que esta perforando Pemex son más caros que los que comercialmente se perforan a esas profundidades. Habría que hacer un análisis a más detalle pero definitivamente no es el tema ¿no? el tema es la integridad y la integridad yo la veo muy bien y mi voto es a favor.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ningún comentario Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. De no haber más comentarios pido al Secretario Ejecutivo de lectura a las propuestas de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.16.003/2020

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 delimitador en aguas someras Pokche-1DEL.

ACUERDO CNH.E.16.003/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas someras Pokche-1DEL.

RESOLUCIÓN CNH.E.16.004/2020

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 delimitador en aguas someras Pokche-2DEL.

ACUERDO CNH.E.16.004/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas someras Pokche-2DEL.

Después de la votación, se hicieron comentarios respecto a la solicitud del Comisionado Pimentel en el punto II.2.

"SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.- Se registra la votación y el acuerdo se adopta por unanimidad. Comisionado Presidente, le informo que ha sido desahogado en su totalidad el Orden del día.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pediría que, no sé si agregaríamos un punto a asuntos generales por el que comentaba el Comisionado Pimentel o lo agregaríamos en el punto que se trató, no sé cómo lo manejaríamos.

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.- Podríamos incorporarlo en la resolución que se emite al final de la sesión.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Cómo prefiera el Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, Presidente, si tú no tienes inconveniente yo con el compromiso que hizo Jorge, cosa que le agradezco, teniendo ese análisis para mí sería suficiente. Si tú estás de acuerdo, Presidente, y mis colegas también desde luego, para mí con ese compromiso sería suficiente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que el Doctor Moreira quiere hacer algún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer un comentario. Me da la impresión que nos estamos guiando con una cosa que es puntual. La parte petrolera sucede a lo largo de una, digamos, autorización de 25 o 30 años, lo que opera es el precio del petróleo promedio en esos 25 o 30 años, no el precio del petróleo en este momento. Lo ideal, yo lo que pediría es un estudio sobre los futuros que se consideran ahorita de los precios del petróleo de sus próximos años y que separáramos como que hubiera tres negocios, o sea, hay un negocio de exploración y delimitación, otro negocio que es extracción.

Hay empresas que se dedican sencillamente a hacer exploración y evaluación y venden el negocio. En ese instante lo que encontraron tiene un valor, entonces un negocio con un precio y el precio es el precio que tiene el petróleo cuando todavía está en la tierra y con todas las incertidumbres que eso trae. Y hay otro donde ya tienes esa información y ahora sí lo vas a extraer y lo vas a vender con otro tipo de incertidumbres. Yo creo que es muy importante que en este caso la Dirección de Estudios Económicos nos haga una propuesta de cómo se van a evaluar, en este caso los Planes de Exploración, los Programas de Evaluación y los de Extracción.

Creo que es más complicado de lo que parece a simple vista porque el petróleo tiene diferentes valores, cuando está en la tierra a cuando ya está arriba y tiene diferentes valores en este instante y el promedio de los próximos 25. Yo sé que es enormemente incierto pero es lo único que tenemos y lo único que tienen todas las empresas petroleras. O sea si ustedes ven la gráfica del precio del petróleo tiene subidas y bajadas enormes y pues tenemos que tener un estimado y yo creo que ahí es donde entra Jorge para decir "los mejores estimados es lo que esta produciendo la Agencia Internacional de Energía o no sé si haya otras entidades" y nosotros tener claro cómo estamos evaluando económicamente. Porque decirlo, estamos hablando por el precio de los últimos años, o sea, ¿quién te dice que los próximos 25 va a existir ese precio? habrá que preguntarle a Jorge cómo se están haciendo estos cálculos a nivel internacional y cuáles son las mejoras.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- De acuerdo, Comisionado, así lo hacemos.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Algún otro comentario Jorge ¿respecto a eso? Para que des contestación al doctor Moreira.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí. En ese sentido estamos trabajando para revisar cómo están las proyecciones de precios, estamos elaborando un análisis para poder tener una decisión ya propia sobre cómo vamos a presentar la perspectiva de precios para los próximos años, tanto en el corto como en el mediano plazo, entendiendo digamos por las distintas fuentes por las que estamos teniendo la información. Y en ese sentido también, como comentábamos hace algunas sesiones, lo que estaríamos haciendo es en el caso de que los operadores presenten ya propiamente tanto informes de evaluación como los Planes de Desarrollo que contengan premisas sobre precios sobre tipos de cambio en ese sentido pues podríamos hacer las observaciones para que dentro de los criterios que ya estableció la Comisión podamos evaluar efectivamente los Planes de Desarrollo. En este caso que es un informe, es un Programa de Evaluación el asignatario no tiene la obligación de presentar, digamos, como tal unas premisas para la evaluación económica del proyecto dado que se tiene como usted dijo, incertidumbre sobre los recursos. No obstante, de nuestra parte, haremos el análisis propio en sintonía con el compromiso que hicimos con el Comisionado Pimentel.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Jorge. Antes de concluir la sesión pregunto si alguno de los Comisionados tiene algún comentario que quiera expresar.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo, Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Totalmente de acuerdo con el doctor Moreira y mi inquietud en realidad está en los proyectos de desarrollo para la extracción hoy vigentes con Pemex asignatario. Para mí sería suficiente que ese análisis económico que nos ofrece Jorge se centrara ahí. La verdad es que adivinar cuál va a ser el destino de los precios futuros del petróleo es muy complicado por no decir que imposible.

Si el análisis para mí se quedara en costos de extracción versus precios actuales en los proyectos en los que el asignatario ya está produciendo ahora, para mí sería suficiente. Con el componente adicional que yo decía de los 100 mil barriles del recorte ¿no? al que nos comprometimos en la OPEP. Para mí ese es el tema. Ciertamente los proyectos de aguas profundas que tienen un horizonte de 50 años pues no están ahí. Por cierto ojalá hubiera más proyectos de esos, eso es pensar en el largo plazo. Pero es otra cosa, yo me quedaría, para mí sería suficiente proyectos en donde el asignatario está extrayendo hoy con los costos que hoy tiende a extraer en los distintos proyectos en el portafolio de proyectos de Pemex asignatario versus los costos actuales del petróleo. Para mí ese sería el tema. Colegas, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Comisionado Pimentel. ¿Algún otro comentario Comisionados? Adelante doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo quizá un poco apoyando la moción que hace el Comisionado Pimentel, tiene que ver con los planes que tenemos en este momento, Planes de Desarrollo que en este momento se van a ver, se están viendo afectados con, o sea, yo sé que esto tiene sobre todo el precio es a largo plazo, tenemos que hacer un pronóstico y se tendrá que estar viendo esto que dice el doctor Moreira, sin embargo, hay los planes tienen una vigencia de cada año ¿no? o sea cada año se tendrían que estar haciendo actividades que serán afectados por los precios y por los costos que pueda haber en este momento en los próximos años, digamos. Entonces yo creo que sí sería muy interesante dado que nosotros tenemos en nuestro poder, digamos, un seguimiento de todos estos planes de

desarrollo. Va a haber que modificar o nosotros tenemos la facultad o de alguna manera de decir qué planes se pueden modificar de acuerdo a las condiciones económicas que puede existir el día de hoy y los próximos años.

Entonces, yo creo que sí sería muy conveniente dar una revisada y que las áreas técnicas y económicas, sobre todo desde el punto de vista de extracción, nos puedan decir en cuáles planes serían los prioritarios para hacer ciertas modificaciones porque les van a impactar estas condiciones económicas que tenemos al día de hoy y de los próximos, a lo mejor, 4 o 5 años que vamos a vivir. Sin lugar a dudas esto es un punto de inflexión y que sería muy conveniente que la Comisión que tiene a la vista y el seguimiento de todos los Planes de Desarrollo de la nación, pueda tener a la vista de ese seguimiento qué impacto se va a tener a nivel de México ¿no? Yo opinaría que sí es importante hacer, digamos, un corte en este momento y poder manejar un cierto pronóstico de los Planes de Desarrollo que tenemos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias, doctora. Hay que tomar en cuenta los comentarios de la doctora. Sin duda van en sintonía con los comentarios de los otros Comisionados. Doctor Moreira ¿Quería hacer un comentario?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que necesitamos aclarar muy bien lo que estamos este pretendiendo evaluar, la decisión que estamos pretendiendo evaluar. Si yo tengo un Plan de Extracción que voy a someter a un análisis, mi decisión es entre hacerlo y no hacerlo, o entre hacerlo y posponerlo. Si ya está en producción un campo, mi decisión es entre continuar produciendo y cerrarlo. Entonces son decisiones muy diferentes que seguramente el área económica tiene que ver. Si ya está produciendo y ya se hizo la inversión de capital, ya se hizo muchas cosas, entonces el costo de cerrar puede ser muy alto. Entonces aunque son, hay que analizar los campos de dos maneras: ya existe y ya está produciendo o va a ser nuevo y ahí sí nos puede ayudar mucho Jorge. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Moreira. Si ya no hay otro comentario nada más quisiera agradecer a todo el equipo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo un comentario, señor Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Hay otro comentario? Adelante doctor Néstor, adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí muchas gracias. Yo creo que es interesante tener los datos de los costos de extracción y compararlos con los costos de, más bien con el precio de venta. Pero hay que tener mucho cuidado y hay una línea muy delgada entre lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene como atribución y la realidad del negocio. Nosotros tenemos que para los campos de extracción maximizar el valor de los hidrocarburos y eso precisamente el Comisionado Pimentel acaba de escribir un artículo, se acaba de publicar la semana pasada, en donde comenta que tenemos como herramienta fundamental los Planes de Extracción. En la parte de exploración es muy difícil hacerlo, porque ni siquiera sabemos que se va a encontrar o no, pero en los Planes de Extracción sí.

Entonces el plan de extracción tiene que estar fundamentado y el operador tiene que fundamentar con sus criterios económicos, no criterios económicos de la CNH, qué va a hacer y qué no va a hacer. Y les voy a poner un ejemplo que raya en lo absurdo: imagínense que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tuviera la atribución de decidir dónde se tiene que invertir o qué se tiene que cerrar o qué se tiene que abrir, pues ya desde hace un buen rato hubiéramos dejado de producir gas porque es menos rentable que el aceite. Entonces, vienen otras cuestiones de política energética que son de soberanía energética que son cuestiones comerciales como las que tenemos el día de hoy y que finalmente son puntuales como lo comentó el Comisionado Moreira, eso va a cambiar en el tiempo y los que están arriesgando son los operadores. Yo no veo como el planteamiento de muchas de las cosas que comentó el Comisionado Sergio Pimentel en su intervención cuando estábamos viendo Pokche pudiéramos retomarlas. Creo que podemos generar información pero finalmente creo que no estamos en la posibilidad, de acuerdo con las atribuciones de nosotros, de decir qué van a cerrar o qué no

van a cerrar ¿no? Y creo que va en sintonía con lo que dice el Comisionado Moreira. Si un campo está produciendo y tiene muy baja rentabilidad ¿conviene cerrarlo como empresa? Vamos a ver solamente cerrarlo como proyecto, entonces yo creo que es como empresa y como país. Entonces, no podemos estar circunscritos en proyectos específicos y sacar un listado de costos de extracción contra precios y decir que con esa lista vamos a decir lo que se cierra o lo que se queda abierto. Eso es lo que depende del operador y el operador lo tendrá que decidir. Ese es mi punto de vista, pero bueno, creo que a lo mejor me estoy adelantado a los hechos de la discusión, porque lo primero que necesitamos saber es cuáles son los campos que siguen siendo rentables con el precio del petróleo actual. Pero también habría gas ¿no? porque el precio del gas también bajó y yo creo que nadie está pensando en México en bajar la producción de gas. Aunque no sea rentable en estos días, en esta coyuntura de bajos precios, pero eso va a cambiar. ¿Quién lo va a decidir eso? Pues yo creo que el operador, pero bueno sería discusión que finalmente tendría que ser con base en datos, con base en hechos como decimos nosotros.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Muchas gracias, Comisionado Martínez. No habiendo más comentarios, sólo quiero agradecerle al equipo de Fernando por lograr que funcionara esta Sesión que es la primera vez que se hace de esta forma, es muy probable que hagamos otra, ya tenemos otra para la siguiente semana, al equipo de Fernando también Solares, la gente de TI y todos los que estuvieron aquí participando y haciendo las pruebas antes para que pudiéramos funcionar hoy dentro de cierta normalidad. Muchas gracias. Y no habiendo más asuntos que tratar se da por terminada la 16ª Sesión Extraordinaria de 2020, agradezco a todos su participación."

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:15 horas del día 16 de abril de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Sexta Sesión Extraordinaria de 2020 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

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo