Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:20 horas del día 21 de enero del año 2020, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Sergio Henrivier Pimentel Vargas. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 31 de diciembre de 2019 al 31 de enero de 2020, con el objeto de celebrar la Cuarta Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0084/2020, entregado a los Comisionados el 20 de enero 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Polok-1EXP.

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

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 exploratorio terrestre Tacam-1EXP.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a la Asignación A-0296-M- Campo Samaria.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Polok-1EXP.

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

Respecto de los puntos II.1 y II.2 del Orden del Día, el Secretario explicó que por tratarse del mismo operador su presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada asunto.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara, 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 JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas gracias, buenos días. Me voy a permitir presentarles la autorización de la perforación de los pozos en aguas profundas Polok-1EXP y Chinwol-1EXP del operador petrolero Repsol Exploración, México, S.A. de C.V. La razón de hacerlo así, de manera conjunta, no sólo tiene que ver con que pertenecen a la misma área contractual y al mismo operador, sino que tienen una relación de carácter operativo y por eso es que se está presentando de esta manera. La siguiente, por fa. Los trámites se recibieron en ese orden primero, el pozo Polok-1EXP el 6 de noviembre de 2019 y Chinwol-1EXP el 20 de noviembre del 2019. Como pueden observar hay una diferencia de 14 días, más o menos, entre su recepción del primero del Polok y después del Chinwol, y en la Dirección General de Autorizaciones hicimos el .esfuerzo de jalar los tiempos de Chinwol hacia Polok precisamente por la relación operativa que hay entre ambos pozos. La siguiente por favor. El fundamento legal con el que se

presenta ésta, para autorizaciones, es la Ley de Hidrocarburos que faculta a la Comisión para emitir autorizaciones para perforación de pozos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que da atribuciones a los órganos reguladores, el Reglamento Interno de la Comisión, que establece las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de la Comisión y los Lineamientos de Perforación de Pozos que son los que establecen todos los requisitos y procedimientos para poder realizar las autorizaciones de perforación de pozos. La siguiente. Antes de continuar, sí quiero hacer esta, mencionar las consideraciones que se tienen para esta autorización de ambos pozos Polok y Chinwol, y es que aclarar o establecer que la dependencia de los pozos no tiene que ver con sus resultados en cuanto a los objetivos geológicos, como pueden ver están separados en la sección sísmica que se muestra orientada de oeste a este y hay 17 kilómetros de separación y los objetivos son totalmente distintos, no tienen dependencia de los resultados de los mismos, y la dependencia de entre los pozos es únicamente de carácter operativo, ya que van a aplicar una técnica llamada *Batch Setting*, que ya más adelante, este, iremos revisando. La siguiente, por favor.

Estas son las generalidades que comparten ambos pozos, ambos están dentro del área contractual de asociada a este contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G10/2018 del operador Repsol Exploración México, S.A. de C.V. Ambos pozos van a ser perforados con él barco perforador, este, Maersk Valiant, que fue construido en 2013 en Corea y navega con bandera de Singapur. Tiene pues es un barco de mucha tecnología que le va a brindar muchas ventajas operativas al operador; tiene preventores, cuenta con dos preventores de 18 3/4 de pulgada de 15 mil psi. Tiene una profundidad máxima de perforación de 12 mil metros para un tirante de agua 3,650 metros, y puede manejar 1,134 toneladas en la torre principal de perforación y en la auxiliar de 907 toneladas, eso le da una gran ventaja al operador y maneja con un *top drive*. En el mapa que está a la derecha, lo que está marcado todo este perímetro que está marcado en color rojo es lo que corresponde al área contractual. Éste, el pozo Polok, éste es el pozo Chinwol, están separados 17 kilómetros entre ellos y pueden ver la vecindad, digamos, que hay de esa área contractual, los operadores que están, limitando ahí a esa área, que está ahí una

distribución de contratistas y de la empresa productiva del Estado. La siguiente, por favor. Para seguir ya con el detalle de cada uno de los pozos, les voy a presentar, primero, el pozo Polok-1EXP. Su clasificación es 102, es un pozo exploratorio en un campo nuevo, está en un tirante de agua 583 metros y va a buscar dos intervalos dentro del objetivo geológico Mioceno Inferior. De 1728 a 2,026 metros verticales y de 2,150 a 2,600 metros verticales bajo el nivel del mar. El tipo de hidrocarburo que pretenden o que esperan encontrar es de un aceite de 25 grados API. Las condiciones de temperatura y presión del yacimiento son de 95°C y de 5,844 psi. Se va a perforar con una trayectoria direccional tipo J, con una inclinación máxima de 23.24 grados. La profundidad total del pozo es de 2,676 metros verticales y 2,750 metros desarrollados, ambos bajo mesa rotaria. El programa es de 44 días, en donde 38 se distribuyen en perforación y 6 en abandono. El pozo, como tal, nada más va a ser evaluado en los objetivos mediante registros geofísicos. Si fuera pertinente, dependiendo de los resultados, podría considerarse el corte de núcleos y muestras de fluidos. El costo de este pozo asciende a los 48 millones 800 mil dólares y se espera un recurso prospectivo estimado de 193 —perdón— millones de barriles, con una probabilidad geológica del 25.3%. Los pozos que fueron utilizados como correlación para el diseño del pozo Polok, son el Kabilil-1, el Holok-1, el Chelem-1, y el Lalail-1. Todos fueron improductivos, excepto el Lalail-1, que fue productor de gas seco. Y esos fueron los pozos que fueron utilizados para el diseño de este pozo. Todos están bastante retirados, el más cercano es Kabilil que es de 19.8 kilómetros la distancia a la que se encuentra de Polok. La siguiente, por favor. En ese mapa estructural vemos cinco círculos que indican que corresponden a las cinco imágenes que están ahí, las cinco secciones que se muestran en la imagen, en donde podemos ver, en la parte Inferior derecha, lo que es un *flat spot*, que es un indicador de hidrocarburos, que les da una, pues una certeza al operador Repsol, de que ahí van a obtener buenos resultados con la perforación del Polok, del pozo Polok-1EXP. La siguiente, por favor. El diseño del pozo se hizo utilizando, como ya les mencioné, la información obtenida de los pozos de correlación, la columna geológica y las condiciones del yacimiento que ellos esperan, de tal manera que integraron este diseño de pozo en el que se va a perforar en cuatro etapas con tubería de 36 pulgadas, 22 pulgadas, y 13 5/8, para después dejar un agujero descubierto de 12 1/4 de

pulgadas que es el que se va a evaluar, únicamente con registros geofísicos, de ser el caso, núcleos y recuperación de muestras de fluidos. Una vez que se haga esa evaluación, el pozo será abandonado permanentemente llenando prácticamente todo el agujero descubierto con tapones de cemento de longitudes de 250 metros cada uno de ellos, hasta que se cubra totalmente el agujero descubierto, y después un tapón dentro de la tubería de revestimiento para hacer el abandono permanente del pozo. En el lado derecho podemos ver la columna geológica que va a ser atravesada en donde estos son los objetivos, las arenas que ellos estarían buscando, para comprobar si es que existe acumulaciones de hidrocarburos. En la siguiente ventana, digamos, está el diseño del pozo en cuestión de la geomecánica, la ventana operativa en donde vemos que la primera curva se refiere a la sobrecarga —gracias por el zoom— la gris se refiere a la sobrecarga, la línea verde se refiere a la presión de poro, la línea amarilla es la densidad de lo que se va a estar manejando durante la perforación de cada una de las etapas. Después se tiene la línea punteada del gradiente de fractura —perdón— para después terminar con la línea rosa que es la sobrecarga. El diseño corresponde hace buenas consideraciones, puesto que si vemos en, por ejemplo, en la línea de gradiente de fractura, esos escalones es porque están haciendo la consideración de que esas zonas son, precisamente de arenas y no están pintando una curva continua, sino que hacen la consideración precisamente, de que ahí tienen diferente litología, y, por lo tanto, la ventana estaría cambiando. La siguiente, por favor. Eso es en cuanto al pozo Polok-1EXP.

Ahora vamos a ver el pozo Chinwol-1EXP. De igual forma, se clasifica como un pozo exploratorio en un campo nuevo con el número 102, tiene un menor tirante de agua, es de 462 metros, y éste, busca dos objetivos geológicos: en el Plioceno Inferior, que tiene tres intervalos, y el Mioceno Inferior. El tipo de hidrocarburo que ellos están buscando, también es un aceite de 25 grados API. Las condiciones en los yacimientos, los diferentes yacimientos, es de 33.5°C para el Plioceno y 63.1°C para el Mioceno. En cuestión de presión, 2,567 psi para el Plioceno y 5,732 psi para el Mioceno. Vamos a ver un poquito más adelante que este pozo se va a perforar mediante dos agujeros, un agujero primario y un agujero secundario, ambos de trayectoria tipo J. El primer agujero es de 20

grados de inclinación y el segundo es de 43 grados. Ya ese detalle lo vamos a ver un poquito unas diapositivas más adelante. La profundidad total del pozo primario es de 1,839 metros verticales y del secundario es de 2,961 metros verticales. El programa de perforación incluye, el programa general incluye 69 días en donde se van a tener seis días de abandono y 63 días de perforación. También esa probablemente les llame la atención la distribución de las fechas pero eso se debe, precisamente, a la técnica que ellos van a aplicar del *Batch Setting* que vamos a ver un poquito más adelante. Hay una justificación para que estén esas fechas de esa manera. El costo de este pozo es de 49 millones de dólares, el recurso prospectivo estimado es de 123.4 millones de barriles y el éxito geológico es de 36.3%. utilizando exactamente los mismos pozos de correlación que se usaron para Polok, debido a que son los más cercanos bueno, en caso de Lalai, que es el más cercano al área contractual, y los otros tres que están dentro, precisamente, de esa misma área contractual. La siguiente, por favor.

Como ya les mencioné, se va a perforar en dos agujeros, agujero primario y secundario en donde el —perdón— el agujero primario se construirá con un ángulo de 20 grados y después ese agujero va a ser abandonado completamente para hacer un *side track* para después perforar el agujero secundario, ese va a alcanzar una inclinación de 43 grados, de tal manera que se va a perforar el pozo, esta etapa de 36 pulgadas, esta de 22, y a partir de aquí la línea roja es el pozo primario, se va a evaluar ese, que va dirigido al Plioceno, se va a evaluar el Plioceno, se va a abandonar completamente ese agujero, y, mediante un *side* track se va a hacer el agujero secundario que va directamente a evaluar el Mioceno. Esta es la vista en planta, es decir, el pozo primario estaría saliendo hacia el suroeste, mientras que el pozo secundario, que va al Mioceno, prácticamente iría de norte a sur. Las siguiente, por favor. Y aquí, lo podemos ver en el objetivo primario del Plioceno, el mapa estructural Plioceno, este es el corte de la sección que vemos aquí a la izquierda, y esta es la trayectoria que seguiría, vista desde planta, del agujero primario, de tal manera que le va a permitir atravesar de una manera favorable esos paquetes de arena que están buscando en el Plioceno al operador, con esta trayectoria de pozo, ¿sí? Esa es la razón para hacer este primer agujero o agujero primario. La que sigue, por favor. Y en cuanto al Mioceno, podemos observar el mapa estructural del Mioceno con

la sección sísmica correspondiente en donde vemos cómo el pozo secundario iría de norte a sur, en la misma dirección que tiene la sección, lo que le va a permitir atravesar de manera más favorable, precisamente, los objetivos del Mioceno. Si ellos decidieran, o hubieran hecho una sola trayectoria, alguno de los dos objetivos no hubiera sido cortado de la manera más favorable para evaluar los mismos, por lo que ellos evaluaron la posibilidad de perforar un pozo primario, que sería esta, la vista de planta, este pozo naranja, que les va a permitir evaluar de la mejor forma el objetivo del Plioceno y, después hacer un objetivo secundario, un pozo secundario, un agujero secundario, que le va a permitir evaluar de la mejor forma los objetivos del Mioceno. La siguiente, por favor.

Y eso nos lleva entonces, a dos diseños de pozos o de agujeros para el pozo Chinwol-1EXP, en donde, de la misma manera, utilizaron los pozos de correlación, la columna geológica, las condiciones del yacimiento y toda la información que pudieron ellos recopilar para diseñar, de esta manera, el pozo primario que está encaminado a evaluar el Plioceno y se va a perforar únicamente, en tres etapas; una tubería de 36 pulgadas, una tubería de 22 pulgadas, para después tener un agujero descubierto de 12 1/4 de pulgadas en donde se van a evaluar, precisamente, los objetivos que vemos en la parte de la derecha, en la columna geológica, de la misma manera, únicamente con registros y de prestársele la situación, cortar núcleos y tomas de muestras de fluidos. En el lado derecho tenemos igual, la venta operativa, que sigue el mismo código de colores, en donde la línea gris es la línea de colapso, la línea verde es presión de poro, la línea amarilla es la densidad del lodo que van a estar utilizando durante la perforación de cada una de las etapas. Después el gradiente de fractura y volvemos a ver el escalonamiento que hay ahí, precisamente, para las zonas en donde la litología cambia y hacen esa consideración y después la línea de sobrecarga. La siguiente, por favor. Y este sería el diseño que estaría llevando el pozo secundario que va directamente a evaluar el objetivo Mioceno. Este pozo se va a perforar en cinco etapas —perdón— con tuberías de 36 pulgadas, 22 pulgadas, tres de 5/8, un *liner* de 9 5/8 y un agujero descubierto de 8 1/2 pulgadas. De igual forma, se va a evaluar con registros geofísicos únicamente, corte de núcleo si es que es el caso y muestras de fluidos. Sigue la ventana operativa del mismo modo, con el mismo código de colores: línea gris colapso, línea verde presión de foro,

línea amarilla densidad de lodo de perforación, siguiente, línea verde, gradiente de fractura con la correspondiente escalonamiento para los cambios de litología en las arenas y la sobrecarga. Los diseños, observamos nosotros que están bien hechos, que están bien realizados, que están haciendo las consideraciones adecuadas, precisamente, los cambios de litología. La siguiente, por favor.

Eso sería en cuanto a los dos pozos. Lo que ya para finalizar, las últimas, el último par de diapositivas que vienen, están referidas a la técnica del *Batch Setting* que va a aplicar el operador entre los pozos Polok-1EXP y Chinwol-1EXP. Esto lo están ellos considerando puesto que tienen una distancia de 17 kilómetros, no están muy alejados uno del otro 17.8, casi 18 kilómetros, y se hacen la consideración para, ellos van a perforar la primera, la primera etapa, las primeras dos etapas de Chinwol-1EXP, van a perforar las primeras dos etapas, al perforar esas etapas, no van a perforar ninguna zona de sobrepresiones o de posibles yacimientos y durante la cimentación de la tubería de revestimiento de 22 pulgadas, van a dejar dentro de la tubería un tapón suficiente de cemento que les permita mantener la integridad de ese pozo. En ese momento, ellos se desconectan de ese pozo Chinwol y se mueven a la ubicación del pozo Polok-1EXP en donde perforarían completamente ese pozo, lo evaluarían, lo abandonarían por completo, y después volverían a recuperar el Chinwol para terminar de perforar ambos agujeros. El operador nos envió su experiencia, o nos comentó acerca de su experiencia, en el que tienen estos cuatro, cuatro casos en los que han aplicado esta técnica, una es en Angola, en África Occidental, en Ghana, en África Occidental, también, Azerbaiyán, Mar Caspio y en Angola, ya eso fue en el 2001; y pone el número de pozos en los que aplicó dicha técnica. Las ventajas que tienen es que, en este caso específico, es que se van a ahorrar 1,792,107 dólares, perdón. Se obtienen mejoras operativas, hay mayor eficiencia y se reducen, sobre todo, riesgos que se derivan de las operaciones al estar manejando muchas cargas elevadas al recuperar los preventores del fondo, bajarlos, recuperarlos, volverlos a bajar por eso se están disminuyendo ese número de operaciones por lo cual, también reducen los riesgos que puede haber durante las mismas, hay una serie de ventajas, también, como las que se introducen en unas. La estrategia permite hacer sinergias, durante la operación y

permiten un mejor manejo, precisamente, de esos riesgos asociados al factor humano y tareas que son continuamente cambiantes. Además, hicimos una investigación, encontramos esos tres artículos técnicos que están ahí referenciados, uno del año 2005, uno del año 2009 y uno del año 2008, en donde se observa que, pues que la técnica ha sido utilizada en el mundo, dando buenos resultados y están esas referencias que también ponemos aquí a consideración de ustedes. La siguiente, por favor.

Eso son las fechas de cómo se estaría manejando toda la operación y ya de manera esquemática lo que les comentaba. Primero van a perforar la etapa de 36 pulgadas del pozo Chinwol, después la etapa de 22 pulgadas aquí es donde dejarían el tapón de cemento suficiente para mantener la integridad del pozo. Se desconectan del pozo, mueven el barco llevando los preventores en la parte, en el océano y perforarían todo Polok hasta el abandono. Después se vuelven a desconectar y regresan al pozo Chinwol, lo recuperan, en donde hacen lo que ya hablamos de los dos agujeros, tanto el primario como el secundario, hasta abandonar los pozos con lo que, ya después, el barco se iría a perforar el siguiente pozo en otra localización del mismo operador. Estos serían sus tiempos, en donde vemos, ¿no?, la perforación de la fase uno de 36 pulgadas, de esa misma fase de 22 pulgadas y la movilización del barco a Polok, eso lo estarían haciendo desde el primero de marzo hasta el 15 de marzo. De ahí todos los tiempos estarían cargados, únicamente, a Polok del 15 de marzo al dos de mayo y después regresarían, para que a partir del 3 de mayo en Chinwol hasta acabar, hasta el 26 de junio. Esa sería toda la secuencia de esta técnica y esa es la razón por la cual se trae al Órgano de Gobierno de manera conjunta, ya que hay una dependencia, sobre todo de carácter operativo, entre ambos pozos y por lo que también hicimos el esfuerzo de atraer los tiempos de la autorización de Chinwol hacia los tiempos de Polok. Con eso ya estaría concluyendo la presentación, nada más para comentar que ambos pozos, ambas autorizaciones, dan cumplimiento al artículo 32 de los lineamientos, ya que nos presentaron, nos aportaron todos los requisitos y elementos técnicos que se establecen en el artículo 27 de los lineamientos, el soporte técnico para la selección de los diseños de prácticamente los tres pozos o los dos agujeros que contiene Chinwol, la acreditación de los elementos que permiten alcanzar los objetivos

geológicos propuestos, y preservar la integridad de los pozos durante su ciclo de vida. También esos pozos, tanto Polok como Chinwol, se encuentran considerados en el Plan de Exploración que está vigente y que fue aprobado con la Resolución CNH.E.33.011/19. También dan cumplimiento al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, ya que la perforación de ambos pozos va a permitir acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y, en caso de ser exitosos, ambos pozos podrían llegar a contribuir a la reposición de las reservas como garantes de la seguridad energética de la nación. Y se comparten, ¿no?, la parte de la tecnología en ambos artículos y evidentemente dan cumplimiento, puesto que esa tecnología de última generación con el barco que es de gran capacidad. La aplicación de una técnica que no es común, aunque sí hay evidencia de ella, pero no es común, entonces eso nos permite concluir que dan cumplimiento a estos dos puntos. Eso sería todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias, Ingeniero Sabido. Compañeros Comisionados, ¿tienen algún comentario? ¿Comisionada, Alma?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues, una reflexión. Estos dos pozos, la suma de la inversión es 98 millones de dólares, y más o menos cuestan lo mismo, el primero, el Polok, vale 48,800, perdón, 48 millones 800 mil dólares, y el otro vale 49 millones, o sea son 200 mil dólares de diferencia, pero, sin embargo, el Chinwol es más complicado, trae diferente tipo de terminación porque va buscando dos horizontes, posiblemente, productores. Pero creo que es importante comentar que este contrato es un contrato de licencia, no hay recuperación de costos por parte de ellos, entonces, finalmente esto de los costos pues está muy bien que lo presentemos, pero, finalmente, ellos están buscando el maximizar su valor y lo hacen en la forma más eficiente, entonces, este comentario de que más o menos valen lo mismo, pues es, simplemente, una cuestión operativa de ellos y no

es algo que le preocupa al Estado, porque finalmente no lo van a poder descontar, y lo otro es que, ojalá, y tengan mucho éxito. Uno de ellos tiene 25% de éxito geológico, el Polok y el otro tiene 36.3%, que es el que está presentando ahí el Chinwol. Entonces ojalá tengan mucho éxito. Por otro lado, creo que es bien importante enfatizar el papel de la tecnología que, cada vez, busca el reducir costos, el tener mayor seguridad en la perforación de los pozos. Realmente lo que nos trae aquí con esta presentación es validar que haya integridad en los pozos y eso no tiene duda, pero que se empiecen a desarrollar nuevas técnicas como esta del *Batch Setting* es importantísimo y creo que a lo mejor valdría la pena explicar un poquito más en el sentido de pues cómo vienen los costos ¿no? y un costo muy importante de la perforación de pozos es el lodo de perforación, entonces, ¿qué pasa con el lodo de perforación? Eso no se explicó y antes de que pase la palabra te felicito, Juan Carlos Sabido, porque la verdad es que la presentación fue muy buena, nos fuiste llevando paso a paso, pero a lo mejor faltó un poquito más de eso, ¿no? Y el cómo el... cuando los operadores introducen nuevas tecnologías, lo que permiten es que los otros puedan ir observando estas aplicaciones, para, más adelante, también considerarlas y maximizar el valor.

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, doctor, gracias por la felicitación, bueno, así como dice, ¿si podría poner la que sigue, por favor? No bueno, no, mejor la penúltima en donde están las tres trayectorias. Más abajo, más hacia abajo, la que sigue. Sí, como comenta el doctor, este, probablemente ahí sí habría que comentar. Bueno estas dos etapas, adicionalmente también se perforan con un lodo de perforación que es el mismo que se va a utilizar en la perforación de Polok. Al desconectarnos de aquí y llevarnos este mismo fluido de perforación nos permite ahorrar también tiempos, nos permite ahorrar tiempos, este, de cambio de fluido, de cambiar, no es lo mismo un base agua a un base —en este caso son sintéticos también, eso lo omití también— los lodos de perforación que se van a utilizar para estas etapas son lodos sintéticos, que también son de mayor tecnología. Entonces llevarnos la plataforma, ya con estos lodos de perforación, permite evitar ese cambio de lodo, evitar la logística de la limpieza de las presas, la disposición de barcos para hacer ese movimiento, se perforan esas dos etapas, se cambia el fluido ahora sí, para

terminar ese pozo, que serían los mismos que utilizaríamos de nuevo en Chinwol para poder perforar ambos pozos tanto el primario como el secundario. Entonces toda esa parte también nos beneficia con la aplicación de la técnica, como bien comenta el doctor Néstor y que sí omití mencionar.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. Si no hay algún otro comentario de un comisionado, le pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.04.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Polok-1EXP.

ACUERDO CNH.E.04.001/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 13 fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Polok-1EXP.

RESOLUCIÓN CNH.E.04.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Chinwol-1EXP.

ACUERDO CNH.E.04.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 13 fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Chinwol-1EXP.

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 exploratorio terrestre Tacam-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, 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:

"MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenos días, Comisionados. En esta ocasión traemos para su consideración la solicitud de

autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Tacam-1EXP, del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. Como fundamento legal, si me permiten, Comisionado, lo voy a omitir, es el mismo fundamento que se utilizó en los otros dos pozos que se acaban de presentar y vamos a entrar directamente a los datos generales del pozo. El pozo pertenece a la Asignación AE-0122-Tampico Misantla. Se clasifica como un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento. Está ubicado dentro de una localización cuya elevación de la mesa rotaria y del terreno son 140 metros. Su objetivo pertenece al Cretácico Medio, formación Cretácico Medio, en este caso la formación Tamaura, en un intervalo de 2,130 a 2,235 metros. Se estima encontrar aceite ligero de 35 grados API, el pozo se clasifica dentro de las condiciones normales depresión y temperatura, 95 grados para los objetivos geológicos, 95 grados y 3,786 psi. El pozo se va a perforar con una trayectoria horizontal, con un inicio de desviación o KOP a 1,458 metros desarrollados con una tasa de construcción de 1.78 grados cada 30 metros y posteriormente, un segundo KOP a 1,784 metros con una tasa de construcción de 3.14 grados cada 30 metros y una inclinación final de 81.4grados. Este pozo va a navegar, aproximadamente, 500 metros de sección horizontal dentro del yacimiento. Su profundidad programada son 2,235 metros verticales, que en desarrollada corresponden a 2,900 metros. Para la perforación se tienen programados 55 días y para la terminación, que incluye el abandono del pozo, 26 días. El costo del pozo es de 198.7 millones de pesos, distribuidos en 139.7 para la perforación y 59 para la terminación y el abandono. Se va a perforar con un equipo terrestre de 2 mil HP con capacidades de 454 toneladas para mástil y 500 toneladas para la corona, y preventores de 3 mil y 10 mil psi. Como se puede observar el pozo, en la parte derecha, los pozos de correlación son los pozos de Defensa-1, de Defensa-101 y el pozo Mina-3, que se encuentran, aproximadamente a un kilómetro y 2.7 kilómetros de la localización propuesta. Se estima con este pozo encontrar un recurso prospectivo de 20 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico de 27%. En la siguiente diapositiva, lo que podemos observar, en la lámina derecha, es una sección sísmica del pozo, en donde se observan los pozos de correlación, el pozo Defensa-101, el pozo Mina-3, que se encuentra en la parte derecha, y la localización del Tacam, cuya trayectoria se observa en la sección sísmica, es un pozo horizontal.

El reflector que se observa aquí sería el intervalo que está buscando la formación Cretácico Media, en la formación Tamaura. En la parte izquierda se observa el mapa estructural, en este caso, del objetivo, del Cretácico Medio, el punto rojo es el pozo y los pozos de correlación Defensa-101, Mina-3 y los mismos se observan en la misma sección sísmica, el pozo Defensa-101 y el pozo Mina-3. La siguiente diapositiva, lo que podemos observar es el diseño del pozo como tal, en la parte izquierda se observa la columna geológica, en la parte central, la ventana operativa que consta de la curva de colapso, la curva de presión de presión de pozo en línea roja, con su margen de seguridad en línea punteada. La curva de densidad programada, que es la curva que está pegada a la presión de poro. El inicio de pérdida en la curva negra, seguido del gradiente de fractura y el de sobrecarga. Y en la parte derecha se observa el estado mecánico, que consta de cuatro etapas: la tubería conductora, después una tubería superficial, una tubería de intermedia y una tubería de explotación, que sería una tubería de 4 1/2 de explotación. Básicamente, si nos podemos regresar, las densidades programadas se observan también en la lámina; van la primera etapa se perfora con lodo base agua polimérico inhibido con densidades de 1.10, 1.15, posteriormente se perforará con lodo de emulsión inversa de 1.15, 1.24, y en la parte horizontal, lodo de emulsión inversa de 1.24 a 1.25. Se observa que son acordes a la ventana operativa y lo cual va a permitir incrementar la velocidad de perforación. En la siguiente diapositiva, nuevamente son los elementos de evaluación. En esta diapositiva, lo que se trata explicar es que con el diseño se evaluaron los artículos 32 de los Lineamientos de Perforación de Pozos. El artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los cuales dan cumplimiento a los requisitos del artículo 27 de los lineamientos y proporcionan el respaldo y soporte técnico para la selección del mejor diseño. De igual forma, acreditan los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos del pozo. Este pozo está considerado dentro del Plan de exploración que se aprobó el día 5 de diciembre mediante la resolución CNH.16.001/19, por lo tanto, está considerado dentro un Plan de exploración y para la perforación de este pozo se consideró la tecnología adecuada, tanto fluidos, diseño de tuberías de revestimiento, de perforación, inclusive la terminación. Por la parte del cumplimiento del artículo 39 de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, con la

perforación de este pozo, se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. De ser productor, se contribuirá a la reposición de reservas de hidrocarburos, como garante de la seguridad energética de la nación, y, en ambos casos, se consideró la tecnología adecuada para la perforación de este pozo. Con esto concluyo la presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro. Le pregunto a los Comisionados... ¿Doctora Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una duda en la lámina, si nos vamos a la lámina 5, ahí se observa que hubo un pozo que se llama Mina-3, la verdad, ya no me meto en el Mina-2, del Mina-1, porque pues ahí no están marcados, pero en este pozo, aparentemente, aunque es un pozo que dice improductivo, pero en el según la sección sísmica sí fue, sí hubo un descubrimiento a nivel, del nivel Cretácico Medio, inclusive ahí parece ser que hubo pruebas de producción, según se marca en la sección, por lo tanto, según lo que se muestra ahí, aparentemente el yacimiento ya fue descubierto, por lo que yo solicitaría que el pozo está mal clasificado, o sea, mi observación es que el pozo está mal clasificado. No es un pozo exploratorio para un nuevo descubrimiento, sino que, en dado caso, sería yo supongo que por las condiciones que encontraron ese yacimiento, por las características petrofísicas, seguramente no fue comercial, entonces este pozo Tacam y por el diseño que están proponiendo, que es un pozo horizontal seguramente van a hacer algún tipo de prueba o sea, ¿cómo lo van a tratar de explotar? Porque ya, inclusive tienen terminación de producción, según lo que nos están comentando, ¿no?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- En este pozo, mire, para clarificar, el pozo Mina-3 sí tuvo manifestaciones que son, fueron cuatro intervalos que se aprobaron, lo que manifiesta el operador petrolero fueron, fue producción de aceite y manchas, agua y manchas de aceite, para el intervalo uno, para el intervalo dos hubo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Del Cretácico Medio.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Cretácico Medio, formación Tamaura. Para el intervalo dos, inclusive hubo un tratamiento con seis metros cúbicos de ácido. Nada más no considerar como no comercial y se le consideró como un pozo de baja permeabilidad.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, es que ahí está el resultado. Entonces el descubridor, en realidad, o sea, en la clasificación está mal, es mi punto. O sea, este Tacam. O sea, ahí se ve, digo yo, claramente, que es el mismo yacimiento, entonces el pozo Tacam no es un nuevo pozo para buscar un nuevo yacimiento, va a ser la continuidad de lo que tiene Mina. Yo dudaría que fuera continuidad de Defensa, porque ahí puede haber algún cambio de fase o alguna falla, ¿no? Pero seguramente en el caso de Mina, sí es el mismo yacimiento, por lo tanto, sí, O sea, debe de ser del, vamos a ponerlo así, o es un pozo de evaluación para el caso de Mina, y por eso van a hacer un pozo horizontal, para evaluar la productividad de ese yacimiento. Porque si no, no harían un pozo horizontal, para hacer la evaluación de un yacimiento, sería vertical.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De la comparación del pozo vertical y horizontal fue derivado, también, de un análisis que hizo el operador petrolero, precisamente para evaluar la productividad del pozo. En ambos escenarios se demostró que para un pozo horizontal tiene mayor productividad que el vertical.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero es porque en el pozo Mina, las características petrofísicas que han de haber encontrado en Cretácico Medio, que fue el pozo donde encontraron hidrocarburo, deben haber sido con características petrofísicas muy débiles, entonces, o sea, de porosidad y permeabilidad, entonces, seguramente, están, ahora sí que proponiendo un diseño de pozo horizontal para evaluar el yacimiento ya encontrado, entonces, mi propuesta, en pocas palabras, es de que no sea un pozo para encontrar nuevo yacimiento, sino para evaluar un yacimiento y, seguramente, si quieren ponerle, delimitador, delimitador, pero la recomendación es de que no sea un pozo de nuevo yacimiento, ¿sí?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Se puede ajustar, doctora, cuando nos mandan la clasificación del pozo, es una propuesta, que la Comisión ratifica posteriormente. En otras ocasiones se han cambiado pozos que vienen como exploratorios a delimitadores o...

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, a mí, lo que me preocupa es de que este pozo no va a encontrar un nuevo yacimiento, entonces, o sea, no nos deben de marcar de que hay un nuevo descubrimiento, sino sería algo de lo que ya descubrió Mina y que sería, este... encontrar la continuidad del yacimiento que ya tienen en Mina. Porque si ese pozo, Mina, ya lo, ya descubrió hidrocarburo con ciertas características petrofísicas, etcétera, aquí lo único que vamos a ver es la extensión del yacimiento que se tiene, o sea, digo, aquí parece que actuamos al revés, Mina es el delimitador y Tacam nos va a dar los espesores, nos va a dar todo, pero con este vamos a encontrar la productividad del yacimiento. Por eso lo están proponiendo horizontal, para ver la productividad del yacimiento, pero a mí me preocuparía que al momento de que, seguramente va a ser exitoso, porque ya tienen la, o sea ya tiene el... ahora sí que el otro pozo que sí va a ser... la formación, sí va a ser exitosa, entonces van a decir que hay un nuevo descubrimiento, y, la verdad, este pozo no va para un nuevo descubrimiento según lo que se observa en los datos que nos están proporcionando, con una sola lámina, para mí es clarísimo, y ahí nos están diciendo, o sea, hicieron una prueba de producción, o sea, no hacen pruebas de producción en donde no hay hidrocarburo, ¿o no? Pues ahí sí.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Lo probaron en su momento y lo clasificaron como de baja permeabilidad...

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero sí hubo hidrocarburo, quiere decir que ya hubo un descubrimiento. Y ahí hay continuidad total, según la sección que nos muestras.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Cuál es la clasificación del pozo, actualmente?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- 103, se clasifica así. ¿Nos regresamos a la lámina?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A la lámina cuatro. Una antes.

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Exploratorio de un nuevo yacimiento.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ese no, no va a ser un nuevo yacimiento.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, Comisionado Presidente. Bueno, desde el punto de vista de ingeniería, definitivamente la propuesta cumple con todos los lineamientos de perforación de pozos en cuestión de la integridad, eso está claro, que es lo que tenemos que ver el día de hoy. Yo tengo cierta duda con respecto al —creo que conviene poner la otra lámina, en donde están los pozos— estos pozos Mina y Defensa son pozos muy viejos, ahí tienen la fecha, 1954. La tecnología que se utilizaba en aquel tiempo definió, finalmente, que Mina-3 fuera productor no comercial, entonces realmente no se descubrió ningún yacimiento, o sea, ahí hay hidrocarburos y hay hidrocarburos generalmente, en algunas partes de la columna geológica, pero no son comerciales. Entonces, si no fue un descubridor ¿cómo planteamos ahora que el nuevo pozo sea un delimitador de un pozo que no fue exploratorio? pero finalmente todas esta discusión es, más que nada, de tipo legal, ¿no? yo no sé si eso pudiera darse si el Mina-3 no fue descubridor, o sea, realmente no descubrieron ningún yacimiento porque terminó con la clasificación de productor no comercial, entonces, cómo poder considerar este siguiente pozo, llámese como se llame, como delimitador de algo que no se descubrió, que de alguna forma sí fue definido en la parte del Mina-3, en el año 54. Eso es algo que me gustaría que se revisara para tener una idea clara de la propuesta de la Doctora Alma América, porque tengo esa duda, ¿no?, específicamente, pero no es una duda de ingeniería, es una

duda de lineamiento y de cómo se manejan las clasificaciones al interior de Pemex. Nuevamente, repito, estamos hablando del año 1954, entonces, pues ese yacimiento no existe en la lista de los yacimientos de Pemex.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, aquí, mi punto es el siguiente. Yo, a nivel del proceso exploratorio, el proceso exploratorio, lo que dice es que primero se descubre y después se evalúa. En donde se dice si es comercial o no es comercial, es en la evaluación, entonces un pozo puede llegar, descubrir, después que se evalúa, se dice si es comercial o no es comercial, entonces hay muchos que sí tienen un descubrimiento y después se define que no es comercial, entonces ya se dice que el campo o el yacimiento no es comercial. Entonces una cosa es de que haya hidrocarburo y otra cosa es que sea comercial o no sea comercial; eso según el proceso, y esto sí es técnico, ¿no? No es legal. La segunda es de que aquí estamos, para cuando se aprueba un pozo sí tiene que definir la clasificación y la parte del diseño, o sea, la clasificación es parte de la aprobación que nosotros damos en este momento y sí es relevante, porque aquí, en los datos generales nosotros y dentro de los lineamientos de posos, nosotros sí tendríamos que aprobar —si pones la lámina, nada más, no en la que tenían hace un rato— aquí sí nos solicitan el que sea el pozo, la clasificación del pozo, un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento, entonces, como parte de la autorización, nosotros estamos avalando que va a ser el diseño es correcto, pero que es un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento. Entonces yo ahí sí, es mi observación, de que para mí, es un pozo exploratorio, sí, porque efectivamente, se tenía considerado como no comercial en su momento, sea el año que hayan perforado el pozo, pero para mí no es un nuevo yacimiento, ya que había un descubrimiento de hidrocarburo en el momento que se perforó ese pozo y no sé cuántos pozos más se perforaron, pero en el momento que hubo, se descubrieron, sí hay hidrocarburo, hicieron prueba, ahí lo marcaron, entonces, ahorita se tendrá que manejar que es un pozo de evaluación y que pues tendrán que ver si con esta tecnología que van a utilizar nueva, digamos, de un pozo horizontal y que van a hacer una significación, etcétera, pues la formación les puede dar mayor productividad y posiblemente

para este momento pueda tener una comercialidad para el operador y pues lo puedan manejar de otra manera.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora, pero ¿podríamos estar seguros de que no es un nuevo yacimiento?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo, yo sí considero que sí, porque la parte de conectividad, bueno, o con los elementos que están dando en este momento...

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, pero ¿podríamos estar seguros de que no es un nuevo yacimiento? O sea, ¿sí pudiera ser un nuevo yacimiento? ¿Sí pudiera ser un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento? O sea, existe la posibilidad de que sí lo sea, pareciera que no, por la interpretación que da la doctora en este momento, pero, si no me equivoco.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero tendrían que hacer una prueba de interferencia.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí pudiera ser, o sea, sí pudiera ser un nuevo yacimiento, es poco probable, de acuerdo a la interpretación de la doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y a su interpretación, también.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí. pero sí pudiera.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con los elementos que nos están dando, es que yo asevero que es el mismo yacimiento. Porque ellos dan una configuración y dan una sección sísmica en donde el pozo Mina y el otro pozo Mina, que también, el Mina-2 y Mina-3, son parte del mismo yacimiento, ellos dan una configuración en donde tienen esos dos pozos como parte del yacimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Los dos Defensa y el de Mina?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí está. Bueno, en esta parte. Voy a usar esto porque de todos modos —éste aquí está, y el otro está acá— Entonces y esta es la configuración, esto es el nuevo yacimiento que ellos están configurando. Si esto es su nueva configuración, según el operador, y aquí está el pozo este y el Mina otro está acá, parecería que es el mismo yacimiento, ¿sí?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí. Sería lo más probable.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es lo más probable, de acuerdo a los datos que nos está proporcionando el.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y si no fuera el 103 pozo exploratorio de nuevo yacimiento, ¿cuál sería la otra clasificación?

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Que sería el ciento qué?

MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Podría 106, me parece que es delimitador.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- El 106.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Regresamos un poquito a la siguiente lámina? El punto es que, en 1954, cundo perforaron los Minas, todos ellos resultaron ser productores no comerciales. Entonces eso no definió un yacimiento, o sea, no hay un catálogo en Pemex que tenga eso definido como un yacimiento. Mi punto no es de que no sea la misma formación productora que ahora sí van a ser comerciales. Mi punto es que si no tenemos un yacimiento catalogado, entonces cómo vamos a decir que ya está descubierto. Ese es el punto, de alguna forma, legal que planteo. Si en 1954 hubieran dicho "sí encontramos un yacimiento" y lo clasificaron y viene en

la lista de los yacimientos que tenemos nosotros como CNH, y también lo tiene el operador, yo también estaría en esta postura de que pues no es un nuevo yacimiento, que es el yacimiento que descubrieron en aquel tiempo. Estoy hablando desde el punto de vista clasificación, desde el punto de vista administrativo, no estoy hablando desde el punto de vista geológico. Desde el punto de vista geológico estoy muy de acuerdo con la doctora de que, pues posiblemente sean los mismos, pero también es todo razonable de nuestro Comisionado Presidente, en el sentido de pues, puede ser que sí, puede ser que no, pero mi punto es: ¿ya tenemos un yacimiento descubierto por los pozos Mina? ¿Existe en algún catálogo? Si existe, entonces podríamos decir que no es un nuevo yacimiento; pero si no existe en ningún catálogo, pues sí es un nuevo yacimiento, pero es una cuestión más que tiene que ver con la parte legal, este, no tanto con la parte de ingeniería. Eso es lo que no habría que aclarar.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo creo que sí sería técnico.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No digo, pero si está catalogado, entonces, como yacimiento, pero no está, según yo, no está, porque los pozos que resultan no productores no descubren yacimiento, no hay descubrimiento, no existe descubrimiento. No existe yacimiento desde el punto de vista formal, en un catálogo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Por qué no nos vamos, a ver, Ingeniero Alcántara.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Yo quisiera hacer una observación dada la incertidumbre que se está provocando por la clasificación de este pozo. Lo que podríamos hacer es solicitar mayores elementos al operador para justificar el que esto sea un pozo como está aquí, clasificado, como exploratorio en un nuevo yacimiento, o que sea un pozo delimitador, como sugiere la doctora. Entonces podríamos ver qué tipo de información podría proporcionarnos, que nos dé bases más sólidas para poderlo definir de manera adecuada.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- A mí no me gustaría retrasar la autorización más tiempo por un asunto de la clasificación del pozo. Entiendo el punto de la doctora, pero creo que debemos de poder llegar a una forma jurídica de autorización, aunque el asunto de la clasificación del pozo, a lo mejor quede ambigua y que pudiéramos, no sé si autorizar dos clasificaciones y que después se definan con el operador cuál es la correcta, pero que quede asentado que está la duda, pero tampoco retrasarnos a pedir información, porque si no, nos vamos a ir otra sesión y el operador, pues se va a quedar esperando esos días sin adelantarle.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y se va al 28 de enero.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Por un tema, la verdad, no digo que sea no relevante, pero no es sustancial, ¿no?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, este no sería, realmente, retrasar la autorización, porque nosotros tenemos la atribución de ratificar la clasificación del pozo. Entonces lo único que haríamos es que se haría la autorización salvo lo que la parte jurídica opine, pero sería autorizar el pozo y nosotros obtener esa información y ya ratificamos el pozo como un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento o lo clasificamos como un pozo delimitador, pero esa es ya la parte digamos administrativa que nosotros tenemos la atribución para ponerle el correspondiente.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Yo creo que, jurídicamente, deberíamos, si es que la integridad del pozo y el diseño es correcto, pues no creo que haya razón para no autorizarlo el día de hoy pero a mí también me hacen mucho sentido los comentarios de la doctora Porres, en el sentido de que, aparentemente, es un yacimiento que ya fue descubierto hace 60 años y pareciera, pues, que debería ser un pozo delimitador, lo que pasa es que para ello requeriría el asignatario un programa de

evaluación que hoy no tiene. Yo lo que sugeriría es: sí autorizarlo en los términos que está presentado y que luego, administrativamente, pudiéramos llevar a cabo, si es que es el caso, los ajustes que se requieran. Pero yo creo que no habría inconveniente para hacerlo así, ¿no?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, estoy de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, estoy de acuerdo. No tengo problema.

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

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, UNIDAD JURÍDICA.- Comisionado, gracias, buenos días. Concuerdo. Me parece que la forma más adecuada de otorgar certeza jurídica en este momento al operador, es autorizarlo en los términos en los que se propuso, con independencia de que después, administrativamente podamos rectificar o hacer alguna modificación a la autorización. Lo que sí no me parece que sería conveniente sería autorizarlo sin clasificación alguna porque los lineamientos pues no nos lo permiten. A la hora que nosotros tenemos que autorizar un pozo, tiene que estar clasificado en alguna de las, de los rubros que nos dan los propios lineamientos con base en las definiciones del anexo 2. Entonces, creo que esa sería la forma más adecuada de hacerlo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente yo sí dejaría la observación de que está mal clasificado, desde mi punto de vista.

MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA, SECRETARIO EJECUTIVO.- Podemos dar la recomendación como parte del acuerdo, de revisar la clasificación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Dado que ya, según los datos que proporcionan, ya hubo un descubrimiento, o sea, no importa en qué año, pero ya hubo un descubrimiento, ¿No?

MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA, SECRETARIO EJECUTIVO.- De acuerdo.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, UNIDAD JURÍDICA.- A lo mejor lo que podremos hacer es, después de la autorización, solicitar información al operador y si se confirma lo que dice la doctora, pues podríamos hacer una modificación a la solicitud y de lo contrario, se queda como está.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si ya administrativamente se pudiera dejar como está.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me parece que muy bien, van a poner alguna nota, ¿no?, dentro de la resolución. Pero a mí sí me gustaría dejar muy claro que los pozos que resultan no comerciales no descubren yacimientos, ¿no? Este, para la cuestión de la redacción, porque como todos vamos a firmar, de alguna forma esta resolución, que se haga la redacción de tal forma que no vaya a quedar ahí como que ya descubrió, que es el punto de la doctora. O sea, el que haya hidrocarburos, pero si no son comerciales, entonces no existe un yacimiento. Desde el punto de vista formal, ingenieril, un yacimiento es un depósito que contiene hidrocarburos que son comercialmente extraíbles. Ese es mi punto de vista como, desde el punto de vista de la ingeniería, entonces, véanlo ahí con detalle para que, pues todos podamos firmar, ¿no? la resolución.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- La doctora Alma América no coincide en la definición de un nuevo yacimiento.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no coincide. No coincido, totalmente. O sea, lo que pasa es de que hay yacimientos comerciales y hay yacimientos no comerciales.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no existe una clasificación de yacimientos no comerciales.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues cuando menos en el PRMS, ése sí existe esto, ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, en el PRMS, sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces, y las partes, por eso hay recursos contingentes y por eso hay reservas, ¿no? Los recursos contingentes son los yacimientos no comerciales y se llaman recursos contingentes hasta que llegan a ser comerciales, que se llaman reservas, ¿no? Entonces el asunto, esa es la gran diferencia entre un yacimiento no comercial y un yacimiento que es comercial. Y puede ser no comercial por muchas razones, por las razones tecnológicas o por la parte económica. Entonces creo que sí es bien importante dejarlo claro, porque eso pues es lo que nos marca la parte y un yacimiento pues ahí está, es donde se almacena el hidrocarburo, ¿no? Entonces, creo que sí es bien importante que cuando se descubre el hidrocarburo, pues simplemente es de que exista, ¿no? Y ahí está el almacén, es en donde se atrapó el hidrocarburo pero ya que sea comercial para extraerlo, es sí ya es la gran diferencia y eso pues se tiene que manejar desde el punto de vista más económico y ahí sí es la gran diferencia que se tiene y no necesariamente tiene que ser comercial para que exista un yacimiento.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, ahí mi punto es que la PRMS es algo nuevo, no existía en 1954. La PRMS es algo que también nosotros, como Comisión Nacional de Hidrocarburos adoptamos y eso es la actualidad. Pero en todo el desarrollo de los yacimientos en Petróleos Mexicanos, a me gustaría saber si existe en la lista de yacimientos de Pemex o en la lista de yacimientos de nosotros, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos un yacimiento que se llame X, que fue descubierto por el pozo Mina-3. Si existe, entonces no es un nuevo yacimiento, pero si no existe porque la clasificación en aquel tiempo no lo consideraba, porque la PRMS es algo muy nuevo, entonces cómo vamos a decir que no es un nuevo yacimiento si no existe en los catálogos de yacimientos descubiertos o de los que son considerados como yacimientos para el operador o para la Nación.

Nosotros tenemos un listado de ellos. Si hubiera un yacimiento que se llamara Mina, entonces diría pues sí, pues éste no es un nuevo yacimiento. Pero si no existe, pues la PRMS es algo que hemos, que se ha desarrollado en los últimos años y que no estaba vigente en el año 1954. Todos los pozos o muchos de los pozos de Pemex pasaron por una cantidad enorme de formaciones que resultaron ser no comerciales y que definitivamente no fueron clasificados como yacimientos. Eso era la forma como lo tiene el operador y también como nosotros lo tenemos aquí en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos; hacemos un listado de yacimientos. Si existe ése, entonces yo estoy de acuerdo en que lo pongan en el sentido que dice la doctora, pero creo que las normatividades nuevas no se pueden hacer retroactivas para los años en donde todavía no existían.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, nomás un pregunta. Sí podría que Mina-3, que se está haciendo el pozo de Tacam a lado de Mina-3, pues quiere decir que sí había un yacimiento. Porque si no, estaríamos cuestionando por qué lo están haciendo, si nunca encontraron un hidrocarburo ahí cercano, ¿no? O sea el motivo de hacer el pozo es que tuvo que haber habido hidrocarburo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y hay Mina-1, Mina-2, Mina-3.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, es cierto, a lo mejor no está el registro, pero seguramente sí está, ¿no? Porque si no, no estaríamos haciendo la perforación.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, sí está el registro de los pozos, pero nunca se clasificó esa área como un yacimiento. Por la forma como el operador lo hacía. O sea, pues no encontró nada, encontró, sí encontró trazas de hidrocarburos, pero fueron no comerciales en aquel tiempo, ¿sí? Entonces, si no fueron comerciales, no hubo un yacimiento, porque la definición que siempre se ha tenido es ésta de: un yacimiento es algo que puede ser extraído comercialmente, pero yo creo que podemos revisar la información que tenemos del catálogo de yacimientos y si apareciera ése como un yacimiento, yo estoy de acuerdo que este no es un nuevo yacimiento pero si no existe, entonces como

vamos a reclasificar lo que hicieron en 54, es decir, no sabes qué, que sí, deberían haber puesto como yacimiento porque la PRMS lo dice, si la PRMS no existía en aquel tiempo, es más como una cuestión legal. No es una cuestión que tiene que ver con la parte técnica. La verdad es que yo no tengo ningún problema en que sea un nuevo yacimiento o uno que ya está descubierto, sino más bien que cuiden la parte legal, ¿no? Y que, finalmente, cuando se haga la observación de la resolución, pues quede esta claridad de la discusión para que se pueda firmar y si más adelante ven que sí está clasificado, pues entonces estoy de acuerdo en que no sea un nuevo yacimiento pero no sé si ya revisaron este catálogo de yacimientos de Pemex. Yo estoy seguro que no hay un yacimiento que se llame Mina, yacimiento Mina. Bueno, pero no sé, a lo mejor yo estoy equivocado. Eso es lo que yo he planteado durante toda la discusión.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Te interrumpí Comisionado.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, no, está bien, a ver si podemos llegar a algún punto que nos deje tranquilos a todos. La definición de yacimiento no, la verdad es que no habla de que sea comercialmente explotable.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero estamos hablando de 1954, ¿eh? Acuérdense.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, no, no, pero, digamos, para efectos de esta autorización, pues estamos hablando de lo que es un yacimiento definido hoy. Hoy, el yacimiento se define como una acumulación natural de hidrocarburos en rocas del subsuelo, las cuales tienen características físicas para almacenarlos y permitir su flujo bajo ciertas condiciones. Los recursos contingentes, a los que refería la doctora, dice que es el volumen estimado de hidrocarburos en una fecha dada, que potencialmente es recuperable pero que, bajo condiciones económicas de evaluación, correspondientes a la fecha de estimación, no se considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias. Es decir, pudiera haber yacimientos que son comercialmente explotables, pero no en ese momento, porque no se tiene la tecnología, porque no se tiene el dinero, porque no conviene extraerlos, pero no les resta eso —

desde mi punto de vista— la característica de yacimiento. O sea, es un yacimiento que se descubrió hace 60 años, que en ese momento no era, quizás, comercialmente explotable y así lo decidió Pemex. Si el pozo que estaríamos autorizando hoy, resulta que es del mismo yacimiento, pues yo creo que, claramente, tendría que ser uno delimitador y que quizás hoy sí es comercialmente explotable. Creo que la acotación muy valiosa de la doctora es que, en su caso, éste no sería un nuevo descubrimiento, sería un descubrimiento que se explota 65 años después por cualquiera, una infinidad de posibles causas. Yo diría que habría que autorizarlo así, que nuestra área de pozos sea muy cuidadosa en la información que le va a pedir al asignatario y que confirmemos si es el mismo yacimiento que es explotable comercialmente hoy, o que es una formación geológica distinta que califica como un nuevo yacimiento y no pasa nada, sigue siendo la asignataria, sigue siendo Pemex. Ojalá sea muy exitoso, ojalá creo que para mí, al menos es indistinto si es un nuevo o un descubrimiento que se hizo hace 75 años, creo que lo importante es que sean exitosos hoy. Es importante clasificarlo correctamente, desde luego y hoy no tenemos los elementos, para mí, para hacerlo, yo sugeriría autorizarlo así y más adelante ver cómo lo clasificamos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Coincido totalmente con el comisionado Sergio. Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues a mí me parece que coincido en el sentido de que pues para mí tampoco es tan importante que tenga una clasificación o la otra. Realmente eso no es de gran relevancia para mí, tampoco. Pero, de acuerdo con la definición que acaba de leer el Comisionado Pimentel, hay una parte en la que habla de condiciones de flujo favorables, esa es la definición del día de hoy y la acaba de leer. Con la perforación del pozo Mina-3, no cumplía con la clasificación tampoco porque no tenía condiciones de flujo favorables y por lo tanto, nunca produjo, pero bueno, es una discusión que realmente, desde mi punto de vista, por eso inicié diciendo para mí no es tan importante el cómo llegue a quedar, lo que sí es importante, el cómo lo planteemos en la resolución porque pues vamos a traer al operador para que nos comente, nos dé más

indicios de cómo tiene que ser. Pero definitivamente, pues adelante, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario, Comisionados? Si no hay algún otro comentario, ¿quiere dar 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.04.003/2020

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 exploratorio terrestre Tacam-1EXP.

ACUERDO CNH.E.04.003/2020

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36 fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13 fracción IX inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Tacam-1EXP.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a la Asignación A-0296-M- Campo Samaria.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, 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 FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Buenas tardes. Vamos a presentarles lo que es la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción Asignación A-0296-M- Campo Samaria. Y primeramente traigo lo que es la relación cronológica. Este proceso se inició el 31 de octubre del 2019. Como en otros procesos dentro de la Comisión para este tipo de modificaciones, se hizo la prevención al operador el 14 de noviembre de 2019 y posteriormente, el operador el 29 de noviembre acudió a sus prevenciones. Posteriormente, de la prevención salieron, estuvieron saliendo los diferentes alcances en cuanto a dudas y modificaciones que se requerían y tuvo que ingresar tres alcances de información, el operador, para poder llegar al dictamen del día de hoy. También, como parte del expediente, se hizo la consulta de contenido nacional y también a la ASEA en cuanto al Sistema de Administración y Desarrollo. Dentro de las características generales de la Asignación, tenemos como operador a Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción y tenemos —gracias— y tenemos que el área de Asignación es de 108 kilómetros cuadrados. Esta Asignación le fue otorgada el 13 de agosto de 2014, con una vigencia de 20 años hasta lo que sería el 13 de agosto de 2034 y tendríamos que es un tipo de Asignación de extracción de hidrocarburos. La profundidad que tiene otorgada para poder llevar a cabo sus actividades es el Plioceno, el Mioceno, y todo lo que sería el Cretácico, Superior, Medio e Inferior. Tiene como colindancias Asignaciones que pertenecen a todo lo que es el complejo Antonio J. Bermúdez, como Cunduacán, Iride y Platanal. Tenemos ahora, lo que serían otras generalidades, ya en específico, de las formaciones del yacimiento —gracias— tenemos que tienen sus dos yacimientos principales están en lo que es el Terciario y el Mesozoico. En el Terciario está el Plioceno y el Mioceno. Tenemos el Cretácico y vemos que tienen diferentes dimensiones en cuanto a su área, lo que sería la parte del Terciario

tiene 46 Kilómetros cuadrados; lo que sería la parte del Cretácico tiene 90.57 kilómetros cuadrados; la parte del Terciario tiene 124 pozos productores; en el Cretácico tiene 44; lo que son sus datos ya de lo que es el yacimiento, de algunas propiedades, como la porosidad, en el caso del Terciario, del promedio de todas las arenas que tiene esta formación, estas formaciones, es de 22.5 y en el Cretácico tenemos una porosidad de 6.2. El aceite en el caso del Terciario es un aceite que es pesado, en promedio, tiene 12.5 grados API y en el caso del cretácico es un aceite del tipo ligero, ya dándole al ligero, que serían 30 grados API. Las temperaturas en los dos yacimientos, en Terciario sería 53 grados centígrados y en el caso del Cretácico, que es más profundo, tendríamos una temperatura de 125 grados centígrados. La presión inicial igualmente varía y en promedio, para las arenas del Terciario tenemos que es de 107 kilogramos sobre centímetro cuadrado. Y en el Cretácico, que como se mencionó, es más profundo, son 533 kilos. La presión de saturación para el Terciario es de 77.5 y en el Cretácico se tiene de 318 kilogramos. La presión actual, como podemos ver, ha variado en el caso, sobre todo, del Cretácico, donde vemos que ya el yacimiento está por debajo, incluso, de la presión de saturación. Y tenemos, también, diferentes proporciones en cuanto a la relación gas-aceite, ya que son de diferentes calidades de fluidos los yacimientos. A continuación vamos a presentar lo que es la historia de producción de todo lo que es la Asignación Samaria. Como lo comentaba, tiene varios yacimientos, tanto en el Terciario como en el Cretácico y tenemos que para el Terciario, éste se descubrió en el año de 1964, y desde ahí empezó su desarrollo y para lo que es el Cretácico, empezó a principios de los setentas, cuando se descubrió y en 1973 es cuando se tiene el registro de que inicia su desarrollo. La segunda etapa que tenemos nosotros registrada dentro del ciclo de vida del yacimiento, vemos que, a mediados de los setentas, se logró llevar la Asignación a una producción, prácticamente, de 325 mil barriles diarios, sin embargo, este incremento tan abrupto de producción causo varios problemas dentro del yacimiento, sobre todo en el Cretácico, donde empezaron a tener una irrupción de agua, empezaron a tener un depresionamiento muy alto en el yacimiento, y hacia finales de lo que fue los setentas, se decidió iniciar, como lo dice ahí, en el 77, un proceso de inyección de agua para que pudiera mantener la presión dentro del yacimiento. Posteriormente continuó el desarrollo del campo y vemos que a

mediados de los ochentas empezó a entrar en una plataforma de producción del campo donde en promedio, estuvo produciendo 68 mil barriles diarios. y también aunado a la inyección en el año 1996, aproximadamente, es cuando se decide, también por la baja presión que empezaba a tener ya, el Cretácico se decidió implementar el sistema de bombeo neumático para ayudar a la producción. Posteriormente, lo que tenemos, es que otro hito importante que se tiene es en la cuarta etapa, donde se empezaron a inyectar, tanto en el Cretácico como en el Terciario diferentes fluidos para ayudar a la producción. En el caso del Cretácico se empezó a inyectar nitrógeno y en el caso de las arenas del Terciario y del Plioceno se empezaron a hacer pruebas y se empezó a implementar un proceso de inyección de vapor para que ayudara también a la producción, éste como un proceso de recuperación mejorado. Y, actualmente, el campo, pues, se encuentra en una etapa ya muy avanzada de su producción. Ya tiene más de 50 años de producción. Sí, son de los campos que es importante que se sigan operando de forma eficiente, porque se puede alargar, todavía, su vida y podemos obtener reserva remanente importante, que es lo que están planteando ellos en este plan. Entonces vemos que el alcance de esta modificación nos plantea que van por 95.4 millones de barriles en aceite y estarían yendo prácticamente por 32 miles de millones de pies cúbicos de gas. Para lograr recuperar estos volúmenes, ellos están planteando 7 perforaciones adicionales, 13 terminaciones, 202 reparaciones mayores, 3,006 reparaciones menores, la construcción de un ducto y al final,consideran el abandono de toda la infraestructura y el taponamiento de todos los pozos que tendría el campo. Para ello consideran una inversión de 1001 millones de dólares, un gasto de operación de 1,865 millones dólares, que nos lleva a un costo total de 2,867 millones de dólares. De este planteamiento que nos hizo el operador, revisamos dentro de la Comisión toda la parte de la tecnología y todo lo que se refiere al plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Primeramente, hicimos la revisión de lo que tenemos en reservas para ver que estuviera alineado con el Plan, lo que podemos ver es que para lo que sería el aceite en el Terciario, tienen ellos una reserva remanente 62.20 millones y lo que sería en el Cretácico 33.30 millones. La reserva remanente en gas serían 13.20 miles de millones de pies cúbicos y en Cretácico tendríamos 38.890. El

factor de recuperación actual del aceite promedio de todo lo que tiene la Asignación está en 16.6 en el Terciario, y para lo que sería el esperado del gas, sería 20.4. Para lo que es la parte del Cretácico, vemos que ya tiene un factor de recuperación más alto, que está en 45.4 para el aceite y 44% para lo que sería el gas. Las actividades que plantean dentro de esta modificación al plan están contenidas principalmente en 3 alternativas que estuvieron ellos evaluando, que son las que al final hicieron el contraste para poder decidir cuál es la que les da el mayor beneficio económico y vemos que fue la alternativa uno, donde tiene ellos como se comentaba, 7 pozos adicionales, terminaciones, 202 reparaciones mayores. Esperan ellos que para esta alternativa tengan un VPN, antes de impuestos, de 2,359 mil de dólares, después de impuestos, de 834 y el BPI sería de 709, lo que nos lleva a una relación de indicadores económicos del VPN en el BPI de 3.32, que es alta, y después de impuestos les queda de 1.17. La principal diferencia con la alternativa uno, es que la alternativa uno es una alternativa que, digamos, es un caso base donde solamente van a tener actividades de desarrollo, concluir unas reparaciones que están pendientes y estarían haciendo 11 reparaciones mayores. Contra lo que sería la alternativa dos, la principal diferencia es que ellos buscarían en esta alternativa o plantearon ellos buscar un adelanto en la producción. Entonces sí se ve aumenta diez pozos en perforación pero disminuye diez reparaciones menores. Entonces lo que están haciendo ellos para tratar de acelerar la producción en esta alternativa, es sustituir las reparaciones mayores por perforaciones. Situación que, como sabemos, generalmente, una perforación es mucho más costosa que la reparación mayor, y eso, al final, lo podemos ver en los indicadores económicos, porque prácticamente las dos alternativas recuperan los mismos volúmenes y la diferencia nada más estaría en ese balance entre lo que serían las reparaciones menores y perforaciones. Entonces ellos seleccionan la alternativa número uno.

A continuación, vemos el cronograma de cómo estarían llevando la actividad, en esta lámina estamos presentando lo que sería hasta la vigencia de la Asignación, porque su pronóstico de producción de ellos está planteado hasta el 2040, su límite de extracción. Y si consideramos nosotros la vigencia de la Asignación, estamos viendo que harían 7 perforaciones, 13

terminaciones, como se mencionó, un ducto, las 202 reparaciones mayores, las menores se disminuirían a 2,989 y los taponamientos serían 395 de los 475 que serían el total.

Ahora vemos en esta lámina donde hacemos una comparación de lo que venían haciendo ellos en su plan original o su plan vigente, respecto a lo que plantean hacer y lo que estamos viendo, es que dentro de lo que tenían ellos en perforación cumplieron, incluso hicieron, se tiene registrado que hicieron un pozo de más. Las terminaciones tienen 59 y hasta este momento tienen 51. Y lo que planean hacer ellos en lo que sería la modificación del plan, sería 13 adicionales, que estaría aumentando 7 terminaciones y 7 perforaciones. En el caso de las mayores, estarían haciendo ellos 178 reparaciones que estarían pendientes de todo lo que se considera para lo que es la vigencia del Plan. Las 3,006 reparaciones menores y el ducto adicional que pretenden hacer. Lo que vemos en las gráficas de abajo, es que el yacimiento, los dos yacimientos respecto a lo que se planteó en la Ronda Cero, pues se quedaron abajo. También una de las principales diferencias que argumenta el operador para haberse quedado abajo del estimado de pronóstico de producción de Ronda Cero respecto al real, es la variación en cuanto a la inversión que han tenido ellos y al comportamiento del yacimiento, sobre todo en el Cretácico y también el Terciario que, de alguna manera, al ser aceites pesados son formaciones someras, pero son aceites pesados, pues tienen complejidad para poderlos también a producir. En cuanto lo que es el aprovechamiento de gas, como se comentó, Samaria es una Asignación crítica, no sólo para el operador, sino para el país. Es la Asignación productora de aceite yo creo, que más importante de todo el país y es guardando sus dimensiones, es como el yacimiento Akal, es la Asignación y los campos más importantes en tierra que hemos tenido en el país. Y como vemos desarrolló mucha infraestructura. Ahorita que ya se encuentra en una etapa final de extracción, vemos que tiene capacidad sobrada para el manejo de gas y eso lo que les garantiza a ellos, es que tengan una meta de aprovechamiento de gas por arriba del 98% es lo que le obligarían los lineamientos. Respecto a los que son los mecanismos de medición, aquí podemos ver que principalmente se manejan dos corrientes de aceite por la extensión geográfica grande que tiene la Asignación. Y vemos que, primeramente, pueden tener ellos una medición de

referencia que se hace con equipo portátil y posteriormente, en el primer caso, una corriente principal de la producción se mueve hacia la batería de separación Samaria 3, donde también se hacen mediciones de referencia, se incorpora la producción de otras Asignaciones y en lo que sería la segunda corriente principal estamos viendo que se mueve la producción hacia la batería de separación Samaria 2, donde estarían juntándose a la salida lo que serían las dos corrientes principales de aceite para moverlos hacia la planta deshidratadora Samaria 2, donde se le retira toda el agua de producción y se manda a los pozos de captación, los pozos de inyección de agua de desecho y se hace medición de transferencia que pasaría hacia lo que sería el centro comercializador de crudo Palomas, donde se realiza la medición fiscal que sale ya a comercializarse la producción. En el caso del gas, pasa las dos corrientes se unen a la salida de las dos baterías, pasan a la estación de compresión Samaria 2, se hace también una medición de transferencia a través de un medidor de placa de orificio y pasa hacia los puntos de medición fiscal y comercialización que es el CPG Cactus y lo que sería el CPG Nuevo Pemex. Esto es lo que traemos para la parte de medición.

Y pasamos a lo que sería el programa de inversiones. Como se comentó esta es una Asignación que ya es madura, está en su última etapa de producción, por lo cual podemos ver que lo que se destina para el desarrollo ya es un mínimo porcentaje, el 3.48 y todas las demás actividades y la inversión y gasto de operación que se está destinando para continuar operando la Asignación sería en producción, que es el 92.65% y el 3.88 para cumplir con la obligación del abandono de pozos y de la infraestructura. A continuación les presentamos los resultados de la evaluación económica de referencia que hace la Comisión considerando las premisas propias de la Comisión y el equipo de trabajo que está dentro de la Comisión con su modelo y llegamos a que la rentabilidad del campo, antes de impuestos, es de 2,006 millones de dólares considerando el descuento de los derechos y de los impuestos, estarían quedándole al operador 255.72 millones. Si vemos también lo que sería el indicador de VPN y de VPI antes y después de impuestos, vemos que antes de impuestos tiene 3.10 de valor y lo que sería después de los impuestos, nos quedan 0.40, que sigue siendo rentable la Asignación y tiene una relación beneficio costo de 2.11 antes de impuesto y de 1.07 después de

impuestos. Entonces eso nos indica que con las premisas de la Comisión, que el desarrollo sería económicamente viable. Por último tenemos unas recomendaciones, aunque, como se comentó en yacimientos que tienen 50 años de extracción, pues prácticamente ya se probaron muchísimas tecnologías y muchísimos procesos para mejorar la recuperación. Sin embargo, nosotros estamos observando algunos que pudieran, todavía, generar un valor adicional. Y es que en el caso de la geología y las reservas, se puede actualizar todavía su modelo estático y dinámico porque los pronósticos de producción los están haciendo con lo que serían curvas de declinación, que es lo más básico y elemental que se podría utilizar, pero se podría actualizar su modelo de balance de materia y su modelo de simulación numérica para ver oportunidades dentro del yacimiento. Y también en la parte geológica, identificar zonas de interés o intervalos susceptibles a ser explotados con una estrategia de pozos sin *fill*, de relleno. Y realizar la actualización del cálculo del volumen original, esto para, igualmente, tener mayor certeza. Como se comentó, la formación tiene, desde hace muchísimos años, problemas de invasión de agua. Ellos ya hicieron pruebas con muchos, digamos, diferentes actividades que pudieran a ellos mitigar el problema de invasión de agua, sin embargo, siempre hay alguna alternativa tecnológica que se está desarrollando y que se puede probar en el campo para, de alguna otra manera, mitigar esta invasión de agua y alargar un poco más la vida del yacimiento o aumentar la recuperación de hidrocarburos. En cuanto a recuperación mejorada, pues ya tuvo inyección de nitrógeno, tuvo inyección de agua a nivel del Cretácico. Una particularidad que, a lo mejor, debí de haber mencionado desde el inicio, es que Samaria forma parte de un mega yacimiento que se llama el complejo Antonio J. Bermúdez. Entonces han estado haciendo actividades de recuperación secundaria y mejorada en todo el complejo y en lo que sería el yacimiento específico de Samaria, que está dentro de la Asignación. Pero en este caso, tanto la inyección como de nitrógeno como de agua, se suspendieron. Ahorita, actualmente solamente se inyecta agua como agua de desecho pero que no busca tener los beneficios de un proceso de recuperación secundario. Conviene hacer una revaluación de cómo está todo el complejo Antonio J. Bermúdez para ver qué alternativas nos quedan para implementar algún proceso adicional. Ellos comentan que están analizando varios procesos,

dentro de ellos, la inyección de agua de baja salinidad, que pudiera, también, ayudar a mejorar la recuperación. En el caso del Terciario, como se mencionó, desde el 2008 tienen inyección de vapor. La inyección de vapor les ha dado resultados, y ellos mencionan que tienen un incremento de cuatro veces la producción, la recuperación total que tienen, hasta este momento, registrada. Sin embargo, también hay algunas alternativas tecnológicas que pudieran ayudar a mejorar el desempeño de este proceso de recuperación mejorado, como, por ejemplo, en algunos casos, en la teoría están poniendo que para mejorar la penetración del vapor en el yacimiento están fracturando los pozos. Entonces se pueden hacer pozos fracturados, que la fractura nos ayude dentro del yacimiento a alcanzar una mayor penetración y tenga una mejor estimulación sobre los hidrocarburos. Los sistemas artificiales, pues también tienen ellos implementados, como se mencionó, desde los setentas, tanto en Terciario como en el Cretácico se han utilizado el bombeo neumático, el bombeo electro centrífugo, Terciario bombeo mecánico, cavidades progresivas. Sin embargo, conforme va disminuyendo la producción, pues algunos de estos sistemas se pueden hacer ya muy caros para los volúmenes que se van a obtener. Entonces se puede buscar todavía diversificar con algunas alternativas que hay en materia de sistemas artificiales y, por último, estamos poniendo pues que se establezca, en este plan ellos traen el abandono, sin embargo, ellos pueden de alguna otra manera haciendo una optimización pueden plantear una estrategia más eficiente de abandono. Porque el abandono, prácticamente, se está poniendo hasta los últimos años de explotación del campo. Sin embargo, vemos que traen en total 475 abandonos, el desmantelamiento de cuatro plantas grandes que en la medida que vayan dejando de ser vaya disminuyendo la producción, tanto de Samaria como de todo el complejo, se pueden ir optimizando sus dimensiones, ¿no? para tratar de bajarle un poco a los costos de mantenimiento de toda esta infraestructura. Esas son las recomendaciones que traemos. Y toda la revisión que se hizo con el equipo de la Comisión, es al amparo de la normatividad aplicable, que es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y las Disposiciones Técnicas de

Aprovechamiento de Gas. Y todo esto con la revisión técnica normativa y económica nos lleva a presentar, el día de hoy, ante el Órgano de Gobierno, el resultado que tenemos, que es derivado del análisis que se hizo y presentado se propone el dictamen en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Samaria presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia de la Asignación o se apruebe alguna modificación de éste. Eso es lo que traemos, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Castellanos. Yo dije que ya estaba en las últimas, pero todavía le quedan 20 años.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí. Si, lo que pasa es que fue un yacimiento muy prolífico, ¿no?, y muy afortunadamente para el país, muy abundante. Y ahorita estamos en la última etapa, pero esta última etapa tiene todavía bastante potencial 100 millones de barriles, son muy importantes. Y como veíamos en la parte de las reservas, pues prácticamente entre los dos yacimientos alcanza los mil millones, más de mil millones y si lográramos con los procesos de recuperación secundarios o mejorados aumentarle un 3%, pues estamos hablando de otros 30 millones, ¿no? Que son muy buenos para el país.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Comentarios, Comisionados?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo, una duda, nada más. La evaluación económica, no entendí el comentario, si considera el abandono, o sea, porque aparentemente, la vigencia de la Asignación es hasta el 2034, veo que el abandono de la infraestructura, sobre todo, es exactamente a partir del 2035, que es cuando terminan la Asignación. Todo lo que tiene que ver con esos costos y esas inversiones de abandono en infraestructura y desde luego algunos de los pozos, ¿está considerada en la evaluación económica?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, lo que estamos

haciendo es que el tratamiento que le hemos dado últimamente a las asignaciones sea un pozo similar a lo que hacemos en los contratos, ¿no? Donde asumimos que el campo, en este caso, digo, la Asignación Samaria, contempla, digamos, cierta provisión para el abandono del campo. Entonces lo que hacemos es tomar el costo del abandono que, si bien, viene después de la Asignación, lo traemos hacia el presente. Y lo que hacemos es prorratearlo entre la producción entre la producción remanente del campo. En este caso, lo que estamos haciendo, dado que este campo ha producido, por ejemplo 1,700 millones de barriles de aceite y el remanente le quedarán como noventa y tantos, 95, me parece, o 93, estamos haciendo ese prorrateo del 5% del costo del abándono en la evaluación económica. Entonces, si bien eran 109 millones de dólares que se van a erogar después de 2034, ahorita estamos como en 5.5 millones de dólares, para efectos de esta evaluación económica. Es un poco para homologar el tratamiento tanto de contratos como de Asignaciones.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No entendí exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Lo que yo entendí es que el abandono, la sugerencia es que el abandono empiece desde antes.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Esa es la sugerencia.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí. Eso les va a permitir aquí tenemos completo cómo sería su plan, y vemos el taponamiento y el abandono lo empiezan hasta el 2035, sin embargo, si vemos el pronóstico de producción para ese año, ya disminuyó más la producción. Las baterías, tanto Samaria 1, Samaria 2, la estación de tratamiento de agua y la de compresión, tienen una capacidad instalada muy grande, porque como fue un yacimiento muy prolífico y los vecinos, pues se tiene infraestructura que va a ir quedando de alguna manera ociosa. Y que se puede desincorporar y evitar el pago del mantenimiento.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente, tres comentarios. El primero, enfatizar que la última información llegó el 16 de enero, llegó el jueves pasado, entonces, bueno, pues felicitaciones, porque están siendo muy eficientes y el día de hoy estamos ya revisando la autorización. La siguiente, el siguiente comentario tiene que ver con la lámina 9. La lámina 9 es la que nos presenta las diferentes alternativas y bueno, me parece que es muy importante hacer unos comentarios en el sentido de que no necesariamente, más inversión genera mayor valor. Eso está muy claro ahí. En la lámina del gasto se observa que la alternativa 2, pues sí puede dar más beneficio de producción en los siguientes años, pero, finalmente, genera una pérdida de valor, una pérdida de valor importante, por lo tanto, la opción ganadora es la uno, que, finalmente, no tiene tanta producción en los primeros años como la azul, pero al final, en el periodo total resulta ser de mayor beneficio para el operador y para el Estado. Entonces eso es bien importante. nosotros, a veces, comentamos esto de la fuerza bruta, de perforar, perforar para obtener más producción, pero no se trata de la producción en cierto tiempo, se trata de maximizar valor, que en este caso, es la parte del valor presente neto. Entonces eso queda aquí de manifiesto muy claramente. Por otro lado, también, creo que es importante considerar que si no se hace nada en este yacimiento, es la, los cuadritos grises, se tiene una pérdida importante de valor también. Entonces hay una alternativa que es única, que es la que maximiza valor, entonces aquí queda claro que hay muchas formas de explotar el yacimiento Samaria, aquí nos presentan 3, pero seguramente fueron más analizadas por el operador y hay una que maximiza. Entonces si la que maximiza es la verde, entonces tenemos que dar un seguimiento muy puntual a que realmente se vaya dando así. En la medida que se va teniendo más producción y se tienen más actividades, posiblemente se den cambios, pero creo que algo muy importante que hacemos nosotros aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos es el estar vigilando y el estar validando estos planes para maximizar valor. Entonces, creo que aquí queda muy claro y todos los yacimientos tienen este tipo de comportamiento. El último comentario es con respecto a la lámina 26, que me parece muy, los felicito también

porque es muy exhaustivo las recomendaciones que hacemos al operador, pero nada más me gustaría llevarlos al punto de sistemas artificiales de producción y ahí, maestro Castellanos, hablan de que se puede optimizar los gastos de inyección de gas de bombeo neumático para bajar los costos de compra de gas, pero creo que algo también muy importante que hay que poner ahí, es que en la medida que se hace el cálculo adecuado de la inyección de gas de bombeo neumático, también se puede eficientar la producción de aceite. Y no es muy lógico, pero en la medida que se inyecta más gas, podemos llegar a una situación de producir menos aceite. Eso es una situación que los que operan lo tienen muy claro. Entonces a mí me gustaría que en esta recomendación, se pusiera: "se optimizarán los costos por compra de gas de VN y se eficientiza o se mejora, se optimiza la producción de aceite", ¿sí? creo que lo tienen en mente, ¿no? Pero creo que es importante.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Puntualizarlo de esa forma, ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Puntualizarlo. Entonces, pues muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Néstor. Si no hay otro comentario, le pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la Propuesta de Acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.04.004/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

ACUERDO CNH.E.04.004/2020

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, 7 fracción III 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 Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:04 horas del día 21 de enero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuarta 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

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo
para el período del 31 de diciembre de 2019
al 31 de enero de 2020