



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2024

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:32 horas del día 23 de enero del año 2024, se celebró la Primera Sesión Extraordinaria de 2024 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Héctor Moreira Rodríguez, Salvador Ortuño Arzate, Martha Patricia Jiménez Oropeza, Baldemar Hernández Márquez y José Alfonso Pascual Solórzano Fraga, así como del Secretario Ejecutivo Guillermo Alberto Lastra Ortiz.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida, 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 Ejecutivo sobre la existencia de *quórum*, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había *quórum* legal para celebrar la sesión.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento Ogachi-1EXP, asociado a la Asignación AE-0153-M-Uchukil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.2 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Sihil-101EXP.
- II.3 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del Pozo exploratorio terrestre Chiltepec-1EXP.
- II.4 Instrucción para la suscripción del Primer Convenio Modificatorio del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A8/2015.

El titular de la Unidad Jurídica, presente en la sesión y el Secretario Ejecutivo, hicieron constar que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades de este Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable

II.- Asuntos para autorización

II.1 Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento Ogachi-1EXP, asociado a la Asignación AE-0153-M-Uchukil.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Salvador Ortuño Arzate, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la ingeniera Jennifer Elliott Cruz, Directora General de Dictámenes de Exploración de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Muchas gracias, buenos días



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionada, Comisionados. Les voy a presentar algunos detalles de esta solicitud que ingresó en octubre de 2023. Como parte de este proceso, tuvimos una prevención de información, así como un alcance de información durante el mes de diciembre, y bueno, finalmente, tenemos ya el resultado de la evaluación de este Programa de Evaluación.

Aquí podemos dar algunos antecedentes de este descubrimiento, se trata de un área que se localiza frente a las costas del estado de Tabasco, estamos en Cuenca del Sureste, en los límites entre la provincia geológica de Salina del Istmo y el pilar de Reforma Cal.

Como antecedentes, tenemos que en esta Asignación se llevan a cabo actividades de exploración desde 2019. Esta localización de Ogachi fue documentada en un plan que se aprobó en octubre de 2022 y, finalmente, pues, bueno, fue perforado y ratificado en 2023. El pozo Ogachi fue descubridor de aceite ligero en el Plioceno.

Como objetivo de este Programa de Evaluación, es dar certidumbre a los volúmenes descubiertos y así llevar un proyecto con reservas hacia el desarrollo en yacimientos del Plioceno Inferior. Esto, a través de estudios, la perforación de un pozo delimitador, así como pruebas de presión-producción, tanto convencionales como de alcance extendido.

Como podemos ver aquí en el cronograma, realmente este Programa de Evaluación inicia directamente con la perforación de un pozo delimitador, el Ogachi-1DEL, esto ya lo tienen previsto para febrero de este año. Tenemos la terminación, en esa etapa de terminación se haría una prueba de presión-producción convencional y, posteriormente, se llevaría a cabo la actualización del estudio de caracterización. En caso de ser necesario, el operador tiene previsto en un Escenario Incremental, llevar a cabo una prueba de alcance extendido, de julio de este año a febrero del 2025.

Aquí podemos ver en el Escenario Base que justamente, tras la perforación del pozo delimitador, lo que pretende hacer el operador es actualizar el estudio de caracterización del campo, que incluye también el modelado estratigráfico sedimentológico, la actualización del modelo sísmico estructural, el modelo petrofísico, y con esto, actualizar el modelo estático y el cálculo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

volúmenes originales, y así también hacer un análisis de ingeniería de yacimientos. Como parte fundamental de las actividades asociadas a la perforación de pozos, el principal insumo que se espera es la información dinámica a través de las pruebas de presión-producción y de alcance extendido.

Aquí vemos esta sección sísmica, donde podemos ver el prospecto que están programando, se trata de un pozo con una trayectoria desviada que busca cortar de manera perpendicular el objetivo del pozo aquí en esta parte. Busca entrar para cortar perpendicularmente la estratigrafía. Tiene una profundidad programada de 2,583 metros desarrollados bajo el nivel del mar y una profundidad vertical de alrededor de 1,850 metros.

Como podemos ver aquí en la configuración estructural, el pozo Ogachi fue perforado en esta zona, tuvo una ventana que también probó el yacimiento en esta parte, y finalmente este pozo delimitador estaría dirigido hacia esta zona.

Para estas actividades el operador propone en un Escenario Base una inversión de alrededor de 37 millones de dólares, mientras que en el Escenario Incremental el monto ascendería alrededor de los 80 millones de dólares. La principal inversión se realizaría en perforaciones de pozos en el Escenario Base, mientras que en el Escenario Incremental hay una distribución bastante amplia hacia la parte de la prueba de producción de alcance extendido.

Con esto Comisionados, una vez que se ha valorado que este Programa de Evaluación cumple con la normatividad aplicable y se advierte técnicamente adecuado, dado que permitirá maximizar el valor de la Asignación, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Evaluación del descubrimiento Ogachi1-EXP, correspondiente a la Asignación AE-0153-M-Uchukil. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Muchas gracias Ingeniera Jennifer Elliott Cruz. Por favor,
Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-
Muchísimas gracias. ¿Se quieren ir por favor a la página 5, que es donde está el cronograma? Cuando vemos nosotros el Escenario Incremental, una prueba de alcance extendido dura 9 meses, se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

me hace una cantidad bastante grande. Entonces, yo ahí tendría dos preguntas. La primera es, ¿por qué una prueba tan larga? Y, la segunda es, la prueba de alcance extendido va a durar 9 meses y eso en términos de producción de gas son alrededor de 500 millones de pies cúbicos. Entonces, obviamente es una decisión que no se puede tomar todavía, que es la infraestructura para sacar el gas. Entonces, no sé cómo se trata eso, o sea, cómo incorporar de que, si acaso es exitoso el Escenario Base y se van a mover hacia el alcance extendido, ¿tiene que haber alguna o conectarte a otra Asignación cercana?, ¿o cómo vas a sacar el gas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Bien, para este Programa de Evaluación, evidentemente, la falta de infraestructura es un tema, la infraestructura más cercana está en la Asignación vecina, donde está en los campos de Xanab, de hecho, la producción llevará esa ruta, sería derivada a través de un barco de proceso hacia Xanab y luego a la terminal marítima de Dos Bocas.

Pero, para el aprovechamiento de gas, no tenemos infraestructura. Este es un tema, estamos en una zona que, si bien recientemente ha tenido bastantes actividades de exploración, tenemos aquí, por ejemplo, el campo Teekit, y Teekit Profundo, está Chi, está un poco más hacia el noreste, también está el descubrimiento Kante. No se cuenta con infraestructura, entonces, es complicado plantear que se pueda aprovechar a corto plazo el gas.

Por otro lado, respecto a la duración de la prueba, estamos en una zona también entre los límites de dos provincias geológicas y, justamente, estamos en una estructura, si podemos ver en la imagen en donde estaba la configuración estructural, son heterogéneos. En esta parte de aquí, lo que podemos ver es que es una estructura, es un anticlinal que ha sido bastante deformado, está separado en bloques. Lo que propone el operador con esta prueba, como vimos en el diseño que presentó, en un corto periodo se podría ver ya una tendencia, pero lo que está proponiendo es tener datos de producción para poder hacer un balance de materia y darle certidumbre, porque finalmente se trata de una estructura que ha sido delimitada a través de una anomalía de amplitud, por un lado, la parte sur tenemos identificado contacto agua-aceite, en la parte del bloque central



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tenemos un límite físico y en la parte norte, es la que no se desconocen los límites. Y la parte más sensible de este descubrimiento, es la parte dinámica, y justamente dentro de la duración, sí bien, sí se considera que tiene una duración larga, lo que estamos proponiendo es que el operador una vez que cuente con las conclusiones de esta prueba, presente de inmediato el Programa de Transición correspondiente.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es muy importante, porque ya en el Programa de Transición, ya tiene que ir, qué va a pasar con el gas, creo que está muy bien. La otra pregunta que yo tenía es, a la hora de ver el diagrama que tienen ustedes ahí, del lado izquierdo, se ve que entre Ogachi-IEXP y Ogachi-IDEL, hay dos fallas, entonces, ¿no convertiría esto, Ogachi-IDEL, en un pozo exploratorio?, no un pozo delimitador, dado que no hay conectividad, ¿o hay conectividad?, sería la pregunta más correcta, perdón.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- No, no se espera que haya conectividad. Se está viendo desde el punto de vista del concepto de campo, dado que son estructuras que comparten el mismo depósito de arenas, estamos en un ambiente de frente deltaico. Justamente este tipo de yacimientos, son bastante heterogéneos, entonces es muy difícil definir, o acotar cuando es exploración o evaluación en sentido estricto, porque lo natural es que se espera que no estén conectados hidráulicamente.

Aquí lo interesante es que, finalmente son áreas pequeñas, son bloques que en dado caso se desarrollarían de manera conjunta. Es la misma estructura, es un suelo anticlinal, simplemente está compartimentalizado y no se espera que tenga conectividad hidráulica, pero tiene la misma naturaleza, entonces, lo único que se haría es dar volumen de certidumbre al volumen en las tres partes importantes de la estructura, para que se vaya a desarrollo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Comisionado. Adelante, por favor, Comisionado Salvador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Si Presidente, gracias. Justamente, en esta parte de la sección, hay aspectos muy importantes. Antes que plantee una pregunta, quisiera comentar el hecho de la gran cantidad de estudios sedimentológicos, estratigráficos, de carácter petrofísico que estaba también haciendo el operador, qué finalmente, va a confluir en un excelente modelo sedimentario, y petrofísico por tanto, y que les permite ver precisamente la prospectividad de estas facies, estas facies arenosas. Yo creo que tienen un estudio muy detallado que presenta el operador y que se manifiesta en el dictamen técnico.

Por otro lado, respecto a esta sección estructural, se tiene ahí la evidencia de una carga de hidrocarburos en ambas estructuras y que tocó ya Ogachi-1 exploratorio y el Ogachi-IDEL, delimitador. Precisamente, tiene importancia, ¿por qué?, porque la carga, seguramente, ocurrió antes de la falla o si ocurrió después de la falla quiere decir que la falla es activa, desde el punto de vista del vector de permeabilidad, por tanto, se considera desde luego un pozo delimitador, un pozo que va a permitir el conocimiento de todo el potencial que tenga de tipo comercial, puesto que ya es un descubrimiento y, que, además, el Programa de Evaluación o el informe de evaluación, yo creo que contiene muchos elementos como para ver bien el éxito de este tipo de actividades. No sé, ¿algún comentario al respecto de esto?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Perdón, yo nada más quería remarcar la filosofía que está teniendo el operador aquí. Creo que es muy importante que, si bien ya tiene un descubrimiento que fue a la parte sur del bloque o a la parte sur de la estructura en el bloque sur, hizo una ventana para explorar el bloque que se encuentra del lado izquierdo, en la parte occidental. Y ahora está proponiendo un nuevo pozo hacia el norte, con el ánimo de tener una mejor caracterización de la zona. Creo que eso es muy importante, porque las pruebas que ha hecho hasta el momento, justamente lo han limitado por las barreras geológicas que representan estas fallas, ¿no? Entonces, creo que es bueno ver la filosofía como tal de caracterización, en ese sentido nada más.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Claro. Y yo creo que también en esa filosofía cabe destacar que, siendo una exploración o pozos en el Plioceno, existe una gran cantidad de información que se está logrando en el aspecto de sistema petrolero, de migración, de facies, de sistemas de depósito, etcétera, y esos, son los trabajos tradicionales y entra dentro de la filosofía que normalmente el operador ha tenido para documentar sus localizaciones. Gracias Maestro, gracias, Ingeniera Jenni, gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, como no. ¿Comisionada, Patricia?

COMISIONADA, MTRA. MARTHA PATRICIA JIMÉNEZ OROPEZA.- Sin comentario, señor Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. ¿Comisionado, Baldemar Hernández?

COMISIONADO, DR. BALDEMAR HERNÁNDEZ MÁRQUEZ.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias.

COMISIONADO, MTRO. JOSÉ ALFONSO PASCUAL SOLÓRZANO FRAGA.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Bien, independientemente de los asuntos estrictamente técnicos que sean ventilados aquí, yo lo que noto en este caso, es que el plan está autorizado desde el 23 de junio del año pasado del 2023 y ahí está previsto el Programa de Evaluación. Yo en primer lugar pregunto, ¿aquí se está autorizando la perforación de un pozo, con este acuerdo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Con este acuerdo se estaría autorizando que se perfore un pozo. Como sabemos, la normatividad exige que después traigan los detalles para la autorización, pero sí se estaría autorizando la perforación del pozo delimitador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Entonces, yo lo que quisiera aquí es que, tanto la Unidad de Exploración, como la Unidad Jurídica, estudien el caso del procedimiento para estos Programas de Evaluación, porque es obvio y evidente que los planes y los programas y los proyectos de perforación, tienen que ser ventilados en el Órgano de Gobierno de la Comisión, porque unos implican cambios en los otros. En el caso de este Programa de Evaluación, yo preguntaría, ¿Implica algún cambio en el Plan Exploratorio presentado originalmente?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No Comisionado, no tiene ningún cambio el Plan de Exploración, y justamente, la idea de tener un Programa de Evaluación es esa, que el Plan de Exploración se mantenga en los términos en los que se presente y se aprueba, y conforme avanzan las actividades, por ejemplo, en este caso, tener un descubrimiento, de ahí nazca un programa que puede ir paralelo al Plan de Exploración, sin que lo modifique, entonces, es como una rama más pequeña del Plan de Exploración, pero no lo modifica.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Es decir, una decisión de este tamaño no está modificando una decisión del Órgano de Gobierno anterior, muy bien.

Entonces, por favor, estudien con cuidado la posibilidad y la conveniencia de delimitar en el procedimiento correspondiente, el hecho de que todos los Programas de Evaluación deban ser conocidos y aprobados en el Órgano de Gobierno y si existe la posibilidad de que se exima en algunos casos, con el interés de hacer esto de acuerdo con la mejora regulatoria y la simplificación, sobre todo, sin que haya un cambio sustantivo que pueda ser definido directamente en la unidad.

Si encuentran esto, la idea sería que nos lo expongan a los Comisionados, en lo personal, cada uno individualmente. Y, dependiendo de la opinión de los Comisionados, de cada uno de nosotros, ya veríamos la conveniencia de presentar eventualmente, en una sesión de consejos, precisar mejor esta decisión dentro del procedimiento, si va a ser invariable del Órgano de Gobierno o si pueden existir casos en donde se exima



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de esto. Siendo así, encargo al Secretario Ejecutivo, someter a aprobación el acuerdo correspondiente.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Procedo a dar lectura al acuerdo.

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 II, de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción, referente al descubrimiento Ogachi-1EXP, asociado a la Asignación AE-0153-M-Uchukil.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.01.01/2024

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento Ogachi-1EXP, asociado a la Asignación AE-0153-M-Uchukil.

ACUERDO CNH.E.01.01/2024

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 II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento Ogachi-1EXP, asociado a la Asignación AE-0153-M-Uchukil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Sihil-101EXP.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, Director General de Autorizaciones de Exploración de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.-Muchas gracias, buen día a todos. Efectivamente en esta ocasión vamos a presentar un pozo que es en aguas someras, que se encuentra en el área de influencia de Asignaciones de extracción, pero pertenece a una Asignación de exploración. Estas Asignaciones de extracción corresponden a los campos Akal y Sihil. Los detalles los vamos a ver más adelante.

Antes de ingresar a lo que es el detalle técnico de esta autorización, pues, este es el proceso que se realizó en esta atención a solicitud de autorización. El 15 de diciembre ingresó la solicitud de autorización, tuvimos una etapa de prevención a la información. El operador petrolero nos atendió la prevención de información, remitiéndola el 12 de enero. Y traemos a su consideración el día de hoy, siendo que la fecha límite para resolver es el 22 de febrero del presente año.

En la siguiente lámina lo que vamos a observar es, ya precisamente, lo que se considera como el detalle técnico de esta solicitud de autorización. Partiendo en el mapa que pueden ver ustedes en la parte izquierda, lo que vamos a ver es, precisamente, el polígono de Asignación de exploración al que pertenece este pozo, que es el polígono rojo. Como pueden ver ustedes, tiene una serie de polígonos que corresponden a Asignaciones de Pemex,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que son campos que están en extracción, y lo que resalta aquí es precisamente, si podemos hacer por favor un zoom, en esta región, es donde aparece la distribución de los campos Akal y Sihil. El polígono más grande es precisamente el campo Akal, que tiene producción tanto en el Jurásico como en el Cretácico, son yacimientos Mesozoicos, pero que son menos profundos de los campos que están en el bloque Sihil, lo vamos a ver más adelante a detalle, el por qué hay un traslape de estos yacimientos a nivel superficial, pero unos son más profundos y otros son más someros. Entonces, el del polígono mayor son los del bloque más somero, y los polígonos que ven ustedes aquí, son, precisamente, los yacimientos que corresponden al bloque más profundo, que se le va a denominar el Bloque Autóctono. Más adelante lo vamos a ver por qué. Y, este pozo tiene, digamos, objetivos particulares, respecto de esta área. En esta área el objetivo geológico no ha sido evaluado, no obstante, que aquí hay pozos en producción. Entonces, de ahí es la importancia de describir un poco más a detalle esto, porque el objetivo geológico que ya fue evaluado, que también pertenece a los yacimientos del Mesozoico, fue evaluado en esta zona. En esta zona ya fue evaluado y el operador petrolero va a continuar la exploración hacia esta región.

Como lo dice el Plan de Exploración vigente, tienen dos prospectos a perforar, este Sihil-101 que es motivo de la autorización que estamos viendo en este momento y hay otro prospecto más hacia el sur, que es el Sihil-201. Entonces, dicho esto, continuamos viendo los detalles, alejamos la lámina. Y este pozo, de acuerdo con la normativa aplicable, se clasifica como un pozo en nuevo yacimiento, lo que quiere decir es que se asocia a un área que ya está explorada y va a encontrar en una actividad de exploración un nuevo yacimiento dentro de este complejo que ya describimos.

El pozo se encuentra en un tirante de agua de 45 metros y dadas las condiciones del equipo, todavía se tiene considerado una altura de mesa rotaria para la referencia de las profundidades, que vamos a ver más adelante. Se esperan encontrar condiciones de alta temperatura, presión normal, como lo pueden ver en los datos de la lámina, y va a alcanzar una profundidad de 5,044 metros referidos a la mesa rotaria en su proyección vertical, pero al ser este un pozo con una trayectoria direccional tipo J, se va a alcanzar una profundidad desarrollada de 5,530 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El programa de perforación y terminación considera una ejecución de 222 días, los cuales se distribuyen como lo ven en pantalla, para iniciar el 29 de febrero y concluir todas las actividades el 7 de octubre del 2024. Cuando hablamos de la terminación, se refiere a la etapa en la que el operador petrolero ha concluido la perforación, pero entra en una etapa de prueba de producción, si es que la perforación es exitosa y encuentra acumulación de hidrocarburos en los objetivos geológicos planteados.

Los costos que están programando están dentro del rango de lo que se estableció en algún momento de manera preliminar en el Plan de Exploración, que asciende cerca de los 85 millones de dólares. Y se utilizará esta plataforma que ven ustedes en pantalla, es una plataforma autoelevable, la cual se va a posicionar en las instalaciones de una plataforma de producción que ya pertenece a los campos Akal y Sihil. Esta plataforma se va a acercar, se va a posicionar en esa plataforma de producción y podrá iniciar las actividades, una vez que haga el posicionamiento.

Ahora lo que vamos a observar es una sección sísmica, es la interpretación geológica que se está dando sobre el prospecto. Esta sección sísmica está orientada del noroeste al sureste. Lo que pretende el operador petrolero con esta sección, es interpretar todos los elementos estructurales del subsuelo para poder comprender la geología hacia los yacimientos que está buscando. Entonces, como pueden ver ustedes, hay pozos de correlación que ya fueron perforados y está este pozo Sihil, que como vamos a ver en lo que sigue de la explicación, va a atravesar todas las secuencias Terciarias, va a atravesar secuencias Mesozoicas de un bloque que se denomina Bloque Alóctono, lo que quiere decir que todo este bloque que ven ustedes aquí, cabalgó sobre este bloque, que también es Mesozoico y se presentará una repetición de secuencias del Mesozoico, tanto del Cretácico como del Jurásico, nuevamente, verá algunas secuencias del Eoceno, para poder otra vez ingresar a secuencias del Cretácico, entonces, esto es importante, cuando el operador petrolero hace estas interpretaciones, porque puede estimar las condiciones de la columna geológica. Y lo vamos a ver más adelante.

Antes de pasar a la siguiente lámina, estas son las características muy generales del objetivo geológico, la edad es Jurásico Superior



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Kimmeridgiano, lo que se puede observar en esta lámina es que, puede alcanzar estas profundidades, como ya lo habíamos mencionado al principio. Es en esta región donde estaría encontrando el potencial de hidrocarburos, y estos son los recursos que se estiman encontrar, son cerca de 31 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la probabilidad de éxito geológico es, digamos, en términos generales alta, cerca del 50%, en temas exploratorios, una probabilidad de éxito media es del 30%, ¿no?, entonces, en esta posición nos ubicamos.

Ya pasando al modelo de la perforación del pozo, precisamente, el operador petrolero ya hace un estudio más a detalle, determina las edades de la columna geológica, se esperan encontrar terrígenos o sedimentos terrígenos en la primera fase de la columna geológica, condiciones de alta presión, como se puede ver en la curva roja, y empezarán a cortar, entonces, secuencias carbonatadas que ya pertenecen al Mesozoico. Estas secuencias carbonatadas tienen comportamientos muy característicos dentro de lo que serían las presiones de poro que se esperan encontrar, hay regresión en la presión de poro. Y como les mencionaba, toda esta parte de la columna es lo que pertenece a un bloque que cabalgó sobre lo que está por debajo. Se marca una falla geológica inversa y se repiten las secuencias que van nuevamente a perforar, que empiezan con unas secuencias terciarias, para nuevamente entrar en las secuencias Mesozoicas, entonces, tienen caracterizado el cómo se comporta la presión de los fluidos en toda la columna geológica y eso les sirve a los operadores petroleros para determinar el modelo de diseño de la perforación de este pozo. Entonces, una vez que se determina esto, el pozo se determinó a ser perforado en 8 etapas, para alcanzar los objetivos geológicos de la perforación.

La primera etapa, es una tubería conductora de 30" de diámetro, que va a ser asentada a 300 metros de profundidad. Este es el inicio de la perforación, lo que le permitirá continuar con la perforación para asentar una tubería de 20" de diámetro, para poder alcanzar o para poder atravesar las zonas de potenciales riesgos someros en la columna geológica inicial. Ésta además les permite aislar lo que va a ser la siguiente etapa de perforación, poder atravesar las secuencias con un incremento de presión de poro, aíslan esas secuencias con esta etapa de perforación con una tubería de 16" de diámetro. y como ven aquí, hay una tubería que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

está muy cercano su asentamiento, a la zapata del anterior. Lo que significa esto es que hay una transición muy rápida entre las secuencias del Plioceno al Cretácico. Generalmente, los operadores petroleros tienen que aislar las secuencias Terciarias de las secuencias Mesozoicas, que son de naturaleza carbonatada y es necesario poner una tubería con una longitud muy corta, en cuanto a una etapa y la otra. Por eso, establecen esta tubería de 13 3/8" a esta profundidad que ven en pantalla. Y las siguientes etapas de la perforación están diseñadas para atravesar la secuencia Mesozoica antes de la repetición de la columna, que son estas dos etapas de 11 7/8 y 9 7/8, para poder, entonces, con las dos últimas etapas de la perforación, poder alcanzar el objetivo geológico.

Entonces, toda esta configuración de tuberías de revestimiento para llegar a la profundidad total se distribuye en la trayectoria direccional tipo J, que ustedes pueden ver en pantalla, y ésta es diseñada en función de cómo se pueden posicionar en superficie, aquí, sobre todo, para aprovechar una instalación del campo Akal. Y también lo diseñan en función de, qué parte de las secuencias del Mesozoico quieren evaluar, entonces, de ahí la explicación de cómo se distribuye.

Finalmente, se trae para ustedes las consideraciones finales de esta solicitud de autorización. Esta autorización se está evaluando con base en lo que está establecido en el Plan de Exploración vigente correspondiente a esta Asignación de exploración, que describimos al principio. Para todo esto que les acabamos de explicar, se demostró el soporte del diseño del pozo, programa de perforación, estudios VCD. Y se va a utilizar la tecnología adecuada para la perforación del pozo, sobre todo aquí, para mantener el control direccional de la trayectoria.

Por ello, esta Dirección General de Autorizaciones de Exploración propone resolver en sentido favorable sobre esta solicitud de autorización, dado que no se observan elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo. Y además se cumple con la normativa aplicable, respecto de estas actividades. Por mi parte es todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Ingeniero Ricardo Basurto Ortiz. Por favor, Comisionado Héctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4, por favor. Esta está verdaderamente muy clara, muy educativa, está ahí la raya roja, la falla roja del cabalgamiento. Entonces, arriba está Akal, abajo está Sihil. Pues, cuando viene toda la historia petrolera en México, lo que se descubre primero es lo de arriba. Entonces, viene todo, Cantarell está arriba y ahorita estamos explorando abajo, que es la parte, digamos, más profunda y que es la parte autóctona. Entonces, tenemos este movimiento, puede ser que ya ni siquiera correspondan arriba-abajo, si no está uno movido con respecto al otro, porque se está moviendo con respecto a este. Está buenísimo esa grafica para entender, por qué a veces no encontramos nada arriba y si hay cosas abajo. Y hay que tener cuidado de entender la geología, para decir, si es todo lo que hay o hay otras oportunidades, porque pueden estar movidas o laterales. Entonces, está muy padre esta figura. Perdón, no pude detenerme de explicar eso, porque se me hizo muy claro, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Comisionado. Adelante, Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Efectivamente, hay esa atracción aquí en la sección, en la geología. Y yo agradezco al Ingeniero Basurto, la dinámica y detallada presentación de este tema, de esta situación de Sihil, que es muy importante. Y, evidentemente, por ejemplo, el área prospectiva de este pozo se encuentra en la Asignación A308 y que tiene importancia de derechos de extracción y su objetivo es el Jurásico Superior Kimmer, y está muy bien detallado.

Por otro lado, es interesante ahí la cantidad de recursos prospectivos que se piensa incorporar, la probabilidad de éxito es alta, dada la zona en que se encuentra, y como ya se mencionó, efectivamente, el alóctono es muy importante, es un área muy importante y que ha tenido los grandes yacimientos en México. Y, desde luego, aquí la apuesta por un éxito ya en el presente y futuro, está sobre Sihil, tenemos aquí las dos secuencias, prácticamente, idénticas, una de otra, y tenemos ahí otra oportunidad muy importante en el Bloque Autóctono.

Una pregunta, ¿qué consideraciones tomó el operador petrolero en el diseño del pozo?, dada la cercanía de pozos existentes en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

zona. Y, ¿qué tecnologías utilizará para la perforación, que garantice la integridad de este pozo y de los ya perforados en esta área?, hay muchos pozos que están cercanos unos de otros. ¿Qué particularidad tecnológica se está previendo en la realización de esta perforación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, claro, Comisionado. La tecnología que se pretende emplear es convencional, lo que manda aquí es el diseño del pozo, las condiciones de la columna geológica.

Como vieron, es un diseño robusto, comparado con otros pozos que hemos evaluado, pero lo que el operador petrolero vimos que está cuidando, es en posibles profundidades de la columna geológica donde puede haber yacimientos. Bien lo dijo usted, Comisionado, hay otros pozos en un radio no muy grande, que perforaron y encontraron o bien ya están produciendo hidrocarburos en esta sección de la brecha del Bloque Alóctono, que es el que cabalgó. Y también hay producción en estas secuencias de la brecha del Bloque Autóctono, que es el bloque más profundo.

Entonces, si ustedes se fijan en la siguiente lámina, lo que el operador petrolero está cuidando, es que las densidades de los fluidos de perforación estén, por ser muy cercanos del límite de seguridad de la presión de poro, precisamente, para no interferir con los yacimientos que están actualmente en producción. Como vieron al principio de las láminas, hay campos que están produciendo en la posición geográfica de este pozo y lo que tratan es preservar estos yacimientos y poder evaluar éste. El diseño está, específicamente realizado para poder con esta geometría, evaluar la parte más profunda, que es la parte prospectiva.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo. Y en caso de la sección, efectivamente, es una sección de estética geológica muy interesante. Y aquí la sección está en sentido noroeste-sureste, de tal manera que, efectivamente, se están viendo los bloques. Y otra sección geológica muy estética, es la que estaría a 90 grados de ésta, para ver, justamente, lo que el Doctor Moreira mencionaba, respecto al desplazamiento del alóctono sobre el autóctono y donde se ve, justamente, en esta región Campeche Oriente, una visión muy, vamos a decir, vuelvo a

repetir, estética muy bonita, precisamente, de ese cabalgamiento que ha caracterizado los mejores yacimientos de México en esta etapa.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es. Y, si me permiten, complementar su comentario. La sección que sería, como usted lo mencionó, 90 grados de esta, se vería una componente estructural muy parecida a lo que perforó este pozo, es un bloque expulsado por tectónica salina. Entonces, aquí no se ve porque lo estamos viendo a lo largo del rumbo del eje principal de la estructura, pero si la cortáramos, estaremos viendo un bloquecito que está siendo expulsado, además de lo que representa esta serie de cabalgaduras, ¿no?, entonces, eso sería.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Ingeniero Basurto, gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. ¿Comisionada, Patricia?

COMISIONADA, MTRA. MARTHA PATRICIA JIMÉNEZ OROPEZA.- Sin comentarios, señor Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. ¿Comisionado, Baldemar?

COMISIONADO, DR. BALDEMAR HERNÁNDEZ MÁRQUEZ.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. ¿Comisionado?

COMISIONADO, MTRO. JOSÉ ALFONSO PASCUAL SOLÓRZANO FRAGA.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy amable. Bueno, pues, vaya que es *sui generis* este caso. Efectivamente, la observación del Comisionado Héctor en el sentido de la didáctica que nos da este cuadro viene que, aunque son campos distintos y vaya que Pemex tiene muchos años trabajando en esta zona, particularmente, desde el siglo pasado en Cantarell, pero desde principio del presente siglo, están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trabajando en Akal y, sobre todo, en Sihil, y derivado de ello, pues, efectivamente, en la lámina 4 creo, ahí se ve la característica que tiene que atravesar en los gradientes. Y que ello nos lleva, que yo recuerde, es la primera vez que nos toca revisar un diseño de pozo con 8 tuberías, ¿no?, generalmente es distinto. La disposición que se hace en las gráficas va de acuerdo con el tamaño de la carta, digamos, de la presentación. Sin embargo, si viéramos en escalas la presentación de los pozos, éste sería un pozo que sería sobresaliente por la profundidad de 5,000 metros donde está llegando. Y, por ello, se ve necesaria esa inversión cuantiosa que PEP está proponiendo en las 8 capas, para atravesar toda esta riqueza y diversidad geológica que se apreciaba en la otra gráfica, que permite tener unas muy buenas perspectivas para encontrar yacimientos aquí en el caso de Sihil.

Yo lo que recuerdo es que, el año pasado que tratamos este asunto, lo que encargué fue que se le hiciera de su conocimiento al operador, que habría que revisar los términos de los Títulos de Asignación correspondientes cuándo se presentó el Plan de Desarrollo, entonces, nada más continuar pendientes, si ya se hizo adelante y, si no, ver si hay algún asunto al respecto, como en otros casos, pero este con mucho mayor énfasis que haya mucho éxito por Petróleos Mexicanos por para la nación. Sí, por favor, Maestro Rodrigo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Gracias. Sí, nada más para comentarle justo esto, este último punto que decía. En efecto, después de esta sesión, hicimos las comunicaciones tanto a la Secretaría de Energía como el operador y, sí, fue necesaria hacer la modificación al Plan de Exploración, para que tuviera los derechos y se pudiera hacer la perforación de este pozo, entonces, eso ya quedó listo.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien.

Entonces, de ser así, dicho lo anterior, por favor, adelante con el acuerdo, Secretario.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Con gusto. Para este asunto y el siguiente, aplica el mismo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fundamento jurídico, por lo que daré lectura a los Artículos solamente en este caso.

Dicho esto, 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; y 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Sihil-101EXP.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Y si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.01.02/2024

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Sihil-101EXP.

ACUERDO CNH.E.01.02/2024

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, y 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 en aguas someras Sihil-101EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del Pozo exploratorio terrestre Chiltepec-1EXP.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Salvador Ortuño Arzate, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, Director General de Autorizaciones de Exploración de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Muchas gracias. Sí, aquí la característica de este pozo es que es un pozo en tierra y como vamos a ver más adelante, es un pozo que está cercano a campos productores, algunos de aceite, otros de gas seco. Entonces, entramos directamente a la parte cronológica. Esta es una solicitud de autorización que recibimos el 28 de noviembre por parte de Petróleos Mexicanos. No hubo una prevención, sin embargo, el operador petrolero envió información adicional en alcance, lo que de aquí resalta es que estamos en una transición entre la emisión de los nuevos lineamientos de perforación de pozos y los que estaban vigentes al momento de presentar la solicitud de autorización. Entonces, de manera voluntaria el operador petrolero manifestó a cuál de los dos lineamientos se estaba ciñendo, para que se diera atención esta solicitud de autorización. Aun así, no hubo prevención de información. Y, es por eso, que el día de hoy tenemos a consideración de ustedes esta solicitud de autorización, siendo que la fecha límite para resolver es el próximo 1 de febrero.

En esta lámina lo que podemos observar es que, estamos en la parte sur de lo que es la Cuenca de Veracruz, que es este polígono que estoy señalando dentro del estado de Veracruz, es una Asignación de exploración donde se tienen también algunas Asignaciones de extracción, que son los campos productores que ya les había yo mencionado, y aquí está el detalle de estos campos productores, este campo que se denomina Palmaro y que está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

señalado con el pozo exploratorio, es un campo productor de gas seco, en niveles estratigráficos muy similares a los que va a buscar el pozo Chiltepec. Y hacia la parte norte también está un pozo que no fue exitoso, pero también buscaba recursos similares a este pozo.

Ya más hacia el sur, tenemos campos productores que producen aceite y gas. Y la explicación de que estos produzcan aceite y gas, es que está en niveles estratigráficos más profundos, también del Mioceno. En este caso, lo que vamos a ver es que, este pozo tiene objetivos en el Mioceno Superior y estos campos productores de aceite y gas, son del Mioceno Medio, entonces, ahí un poco la explicación.

Este pozo, dado que no hay antecedentes productores muy cercanos a este, se denomina como un pozo exploratorio en un nuevo campo. Estamos en una elevación de terreno de los 140 metros y la mesa rotaria se eleva 9 metros sobre el nivel del terreno, este dato siempre sirve para las referencias de profundidad que damos más adelante.

Se tienen condiciones de presión y temperatura normales, en el léxico de la perforación de pozos. Y se va a alcanzar una profundidad de 1,249 metros. Se van a realizar estas actividades en 48 días, que considera la perforación, la terminación y un potencial abandono del pozo. Las actividades iniciarían el 15 de febrero y concluirían el 3 de abril, considerando que el abandono sea un abandono permanente.

La inversión que se está programando son del orden de los 5 millones de dólares, poco más, y este es el equipo de perforación que se estaría empleando para la perforación de este pozo, es un equipo que satisface necesidades de perforar hasta 3,000 metros y tiene una potencia de 1,500 caballos.

En este caso, estamos observando un perfil geológico, basado en la información sísmica, que solo atravesaría secuencias del Terciario. Estas secuencias del Terciario están influenciadas por la presencia de una estructura, que pueden ver en este sentido, en el mapa estructural se denomina el alto de Rodríguez Clara. Esto lo que resulta importante revisar esta información, porque lo que hace es darnos idea de cómo está caracterizada la trampa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geológica donde se cargan los hidrocarburos, pero además también presenta información que puede ser de carácter estratigráfico, y es precisamente la distribución lateral de cómo estas anomalías de amplitud sísmica se distribuyen y es sobre las cuales se infiere la presencia de gas. Ya estudios más profundos, tratan de caracterizar estas anomalías de amplitud sísmica, para determinar un potencial de gas en esta región. Entonces, tenemos que, sí, efectivamente, el objetivo geológico está en secuencias del Mioceno Superior y se esperan recursos prospectivos de 4.48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con una probabilidad de éxito del 28%, en este caso la vemos, como ya se había mencionado, dentro del rango de la exploración. Y el hidrocarburo que se espera es gas seco.

Con esto, el diseño del pozo, lo que está considerando es atravesar secuencias Terrígenas. Las primeras son unas secuencias de arenas y gravas, en la parte más superficial son lo que generalmente se conoce como sedimentos poco consolidados. Y mientras va profundizando, va encontrando secuencias de areniscas con mayores cantidades de lutitas, hasta llegar al objetivo geológico. Estas secuencias, así como se describieron, es lo que permite también entrapar hidrocarburos, puesto que las lutitas son impermeables y es lo que hace que los hidrocarburos permanezcan en la profundidad del objetivo.

Con esto, el operador petrolero estima que las condiciones de los perfiles de presión hacia la profundidad total, sean muy similares a presiones hidrostáticas dentro de la columna que se piensa a perforar, entonces, hacen un diseño también de varias etapas, en este caso, solo de tres etapas y una tubería adicional que puede ser utilizada o no, que se denomina de contingencia, para poder alcanzar el objetivo geológico con este diámetro de tubería de revestimiento, establecer contacto con la formación y poder realizar una prueba de producción para estos objetivos.

Entonces, ya como conclusiones, respecto de esta solicitud de autorización, estamos observando que se alinea al Plan de Exploración correspondiente a la Asignación 0131-LLAVE. Demuestra el soporte de diseño para alcanzar los objetivos geológicos. Se utiliza la tecnología adecuada. Nuevamente aquí con mayor énfasis se dice que es tecnología convencional. Y es por ello que proponemos resolver en sentido favorable sobre esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

solicitud, dado que las consideraciones que ya se habían manifestado anteriormente. De mi parte es todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias de nuevo, Ingeniero Basurto. Por favor, Comisionado, Héctor Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la Página 4, por favor. La presentación está muy clara y no se ve ningún asunto. Sin embargo, aquí una petición, aquí están ustedes reportando los recursos prospectivos de gas en barriles de petróleo equivalentes, entonces, no más una petición, que si pudiéramos ponernos de acuerdo cómo se van a reportar, porque no se pueden reportar unas veces en pies cúbicos y otras veces en barriles de petróleo equivalentes. Porque esos son 25,000 millones de pies cúbicos y creo que es un número más, digamos, procesable mentalmente, es como si reportáramos a veces en grados centígrados y a veces en grados Fahrenheit, confundiríamos a la gente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Generalmente, Comisionado, en la parte de exploración, la parte prospectiva, siempre usamos los barriles de crudo equivalente con independencia del hidrocarburo esperado, ya en producción, sí los compañeros de extracción, ellos siempre traen las dos fases, ¿no?, siempre utilizan o los pies cúbicos o los barriles. Nosotros siempre lo agrupamos así, porque sabemos que es una expectativa, la expectativa de ellos es que sea gas seco, pero lo dijo el Ingeniero Basurto hace un momento, al sur hay un campo que se llama gasífero, donde esperaban gas y resulta que produce aceite.

Entonces, por eso es que siempre lo ponemos en crudo equivalente, por la expectativa de no saber qué es todavía, ¿no?

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah ok, Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Por favor, Comisionado, Salvador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Bueno, Cuenca de Veracruz, yo considero que es una nueva área en la parte sur, que va a tener o que tiene prospectividad. Ya la parte norte, como ustedes saben, ha producido una buena cantidad de hidrocarburos. Por otro lado, obviamente, el centro generador aparentemente, pues, es también el centro de la Cuenca de Veracruz que aparece en los estudios de geofísica y que tiene una profundidad importante.

Probablemente, en la información que maneja el operador se podrían diferenciar, no sé si eso vaya adicionado al dictamen técnico. Se podría adicionar, por ejemplo, madurez diferencial en cuanto a los hidrocarburos, dado que tenemos el Terciario donde existe o el Cenozoico, donde existe acumulación fundamental de hidrocarburos, principalmente, parece de gas, tiene una mayor evolución, y hacia la parte de los alóctonos y autóctonos de la parte oriente, donde está el Cretácico, probablemente, ahí y como se ha encontrado en la parte norte, hay aceite.

Acá también se esperaría en algunos casos precisamente de esta Asignación Llave, acumulaciones de aceite. ¿Hay datos como para pensar los éxitos futuros en esta zona y la diferenciación entre, por un lado, aceite más hacia la parte oriente y los alóctonos, autóctonos y gas hacia el centro de la Cuenca de Veracruz?, que es muy importante también su estructuración, puesto que permite tanto desde el punto de vista de las facies, como las estructuras geológicas que están comenzando a hacerse importantes acumulaciones de hidrocarburos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, los estudios que hasta el momento se han identificado, reflejan que hay dos rocas generadoras, una es del Cretácico y otra es del Jurásico. Para estos campos que se han encontrado y para este de lo que se espera es que el hidrocarburo provenga de la roca del Jurásico. Entonces, la diferenciación que el operador petrolero realiza en cuanto aceite y gas es la profundidad de los yacimientos. Como la roca generadora está en una ventana de expulsión de aceite, obviamente, expulsa aceite con sus componentes de gas, lo que resulta es la distancia en la que migran los hidrocarburos, determinan el tipo de hidrocarburos que se va a ir entrapando. De tal manera que, los hidrocarburos más ligeros se van hacia la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte más superficial, no alcanzan a llegar los hidrocarburos más pesados y, esto, porque el operador petrolero estima que la expulsión de los hidrocarburos desde la roca generadora fue hasta el Mioceno Medio Superior, entonces, el tiempo de migración, pues, es más corto como para poder encontrar hidrocarburos líquidos hacia la parte más somera de los yacimientos, de las estructuras que efectivamente ya lo mencionó, ya se conocen con mayor detalle.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Claro, precisamente, el operador ha documentado varios sistemas petroleros y, obviamente, cuando llegan al umbral de evolución, pues, habría migraciones diferenciales, migraciones en diferente tiempo y, efectivamente, como menciona Ingeniero, está el Cretácico, el Toroniano particularmente como sistema interesante. Gracias Ingeniero Basurto, gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Comisionada, Patricia Jiménez?

COMISIONADA, MTRA. MARTHA PATRICIA JIMÉNEZ OROPEZA.- Le agradezco su exposición, muy explícita, muy dinámica. Sin comentarios, señor Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Comisionada.

COMISIONADO, DR. BALDEMAR HERNÁNDEZ MÁRQUEZ.- Yo lo mismo, me sumo, muy clarita.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. ¿Comisionado, Alfonso?

COMISIONADO, MTRO. JOSÉ ALFONSO PASCUAL SOLÓRZANO FRAGA.- Muy clara y sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Muy bien, siendo así, por favor, Secretario, adelante.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Procedo a dar lectura al acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y con fundamento en las disposiciones citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Chiltepec-1EXP.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Y si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.01.03/2024

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Chiltepec-1EXP.

ACUERDO CNH.E.01.03/2024

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, y 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 Chiltepec-1EXP.

II.4 Instrucción para la suscripción del Primer Convenio Modificadorio del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A8/2015.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la licenciada Mirna Nayeli Ávila Reséndiz, de la Unidad Jurídica.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

"UNIDAD JURÍDICA, LIC. MIRNA NAYELI ÁVILA RESÉNDIZ.- Gracias, buenos días. Comisionado Presidente, Comisionados. Tal como lo refirió el Secretario Ejecutivo, el día de hoy ponemos a su consideración una propuesta de modificación del Contrato que se detalla a continuación.

Este es un Contrato que derivó de la ronda 1, licitación 3 y tiene una fecha efectiva del 10 de mayo de 2016. El contratista y operador es la empresa Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. Para efectos del tema que nos ocupa, vale la pena resaltar que este Contrato tiene un Área Contractual denominada Dunas y es el Área Contractual 8, que se encuentra en el municipio de China, en el estado de Nuevo León. La superficie de este Contrato es de 36.742 km².

Como antecedentes encontramos Comisionados, que el 10 de enero de 2023 se recibió en la Comisión un oficio de la Secretaría de Energía, mediante el cual nos remite una propuesta del contratista para la reconfiguración del Área Contractual, esto con el objeto de incorporar en esta el pozo denominado, pozo Dunas-113.

Asimismo, tenemos que el 5 de Julio 2023, el contratista presentó directamente a la Comisión su propuesta final de modificación del Área Contractual en los términos señalados. Con esto, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, previo análisis de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, remitió a la Unidad Jurídica esta propuesta del contratista para su análisis, el cual fue atendido el 30 de octubre de 2023, donde la Unidad Jurídica remitió los elementos a considerar para la modificación del Contrato.

Asimismo, el 27 de noviembre de 2023, la UATAC tomó conocimiento de este análisis jurídico y se puso a disposición de la Unidad Jurídica, para el análisis correspondiente que se requiere en términos del Reglamento Interno de la Comisión.

En fecha 29 de noviembre de 2023, la Unidad Jurídica solicitó a la Secretaría de Energía su opinión respecto de la modificación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

planteada por el contratista y con el análisis de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

En esa misma fecha, la Secretaría de Energía emitió su opinión y a partir de la emisión de la opinión en comentario del 11 de diciembre al 17 de enero de 2024, la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos llevó a cabo gestiones con la Unidad Técnica de Extracción y la Dirección General de Administración del Centro Nacional Hidrocarburos, para obtener las coordenadas, el mapa y la superficie del Área Contractual que sería objeto de la modificación, así como con la Dirección General de Seguimiento de Contratos para obtener el análisis requerido en términos del Contrato, para poner a su consideración el día de hoy la propuesta, Comisionados.

Como ya se ha venido adelantando, la propuesta de modificación es para modificar el Área Contractual prevista en el Anexo 1 del Contrato a fin de incorporar el pozo Dunas-113 dentro de esta, manteniendo la superficie original del Área Contractual.

Ante esta solicitud, resulta aplicable lo previsto en la Ley Hidrocarburos, en el Reglamento Interno de la Comisión y también el Contrato, donde se establece la facultad de la Comisión de aprobar las modificaciones a los Contratos para la exploración y extracción, conforme a los Lineamientos que estableció en su momento la Secretaría de Energía, en el proceso de licitación, entre ellos, el Área Contractual y la formalidad requerida en el Contrato para hacer constar por escrito, cualquier modificación del Contrato.

Los elementos considerados para la procedencia de la solicitud fueron: En primer lugar, el cumplimiento del Artículo 31, fracción VII, de la Ley de Hidrocarburos y también la situación única y excepcional, relativa al pozo Duna-113. Esto, considerando también, la opinión de la Secretaría de Energía, donde informó a la Comisión, la posibilidad de modificar el Área Contractual, esto, considerando también, la maximización de la producción en el Área Contractual.

Asimismo, tenemos que en el Anexo 5 el Contrato, donde se describen los pozos y materiales que son de este mismo Contrato, actualmente, se incluye el pozo Duna-113 y a la fecha, no ha sido

modificado este Anexo. También se verificó que la extensión del Área Contractual objeto de la modificación, se mantiene en los mismos términos que se encuentra vigente en el Contrato.

Adicional a esto, también se consideró que al 2020, este pozo Duna-113 tiene un volumen de 20.4 millones de pies cúbicos de gas, asociados a la reserva 1P, con lo cual, en términos de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se da cumplimiento a las bases bajo las cuales la Comisión debe ejercer sus facultades, esto es la promoción de las actividades de exploración y extracción, en beneficio del país. Y también elevar el factor de recuperación y la obtención máxima del volumen de hidrocarburos a largo plazo.

En el mapa que se muestra en pantalla Comisionados, se encuentra marcado en color rojo el Área Contractual que se prevé en el Anexo 1 vigente del Contrato. Y marcado en color verde, la propuesta de modificación del Área Contractual, donde del lado derecho se identifica el pozo Duna-113.

Bajo estas consideraciones Comisionados, se propone a ustedes aprobar la modificación del Contrato e instruir la suscripción del primer convenio modificatorio del mismo. Notificar la resolución al contratista. Así como instruir a la Unidad Jurídica, lleve a cabo todas las gestiones necesarias para la suscripción del Contrato. Y también a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para que dé seguimiento al cumplimiento de las obligaciones que deriven de esta aprobación. Y, por último, inscribir la resolución en el registro público de la Comisión. Se pone a su consideración, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Licenciada Mirna Nayeli Ávila Reséndiz. Por favor, Comisionado, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está muy claro, sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Comisionado, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Es, igualmente, clara la modificación, el procedimiento de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificación del Área Contractual y la inclusión del pozo Duna-113.
Excelente presentación. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Muchas gracias Comisionado. ¿Comisionada, Patricia Jiménez?

COMISIONADA, MTRA. MARTHA PATRICIA JIMÉNEZ OROPEZA.-
Sin ningún comentario, señor Presidente, está muy clara la
exposición.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA. -
Gracias. ¿Comisionado Baldemar?

COMISIONADO, DR. BALDEMAR HERNÁNDEZ MÁRQUEZ. - De la
misma manera.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA. -
Muchas gracias. ¿Comisionado, Alonso?

COMISIONADO, MTRO. JOSÉ ALFONSO PASCUAL SOLÓRZANO
FRAGA.- Sin comentario, está clara.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy
bien. Yo quiero destacar en este caso particular, que es el primer
caso que le corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos,
hacer este tipo de modificación de Contrato. No precisamente la
estructura propia del Contrato, sino el Anexo 1, en dónde se
detallan las coordenadas a que se refiere.

Me parece que es un buen logro, porque había un problema de
afectación de un área, de una presa, donde evidentemente no se
podía desarrollar ninguna actividad de tipo petrolero, y por el otro
lado, posibilitamos a esta empresa operadora que empiece a
trabajar en extracción, directamente, del pozo que está en el área
que se reasignó.

No está de más insistir en que la cantidad, perdonen la
redundancia, del área asignada, se mantiene la misma cantidad
de metros cuadrados. Sin embargo, se intercambia de un espacio
que está sobre una presa, a otro espacio donde se encuentra este
pozo que ahora será accesible en esta empresa, puede empezar a
trabajar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Naturalmente, que ha costado un tiempo llevar a cabo estas diligencias, porque tratándose de la naturaleza del Contrato mismo, aunque la ley nos faculta directamente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a realizar las modificaciones que se requieren en el Contrato, en este caso, hicimos un trabajo muy estrecho con la Secretaría de Energía, con quienes tuvimos un intercambio muy extenso. Y, en el caso de la Secretaría de Hacienda, no hay ninguna afectación, porque se repone una superficie en otra y no hay cambio en lo que tiene que pagar esta empresa, se mantiene exactamente igual lo que tiene que pagarle al estado por medio de la Secretaría de Hacienda.

De tal manera que, enhorabuena, que algo que no estaba en el libro, pero que en esta ocasión estamos dejando el antecedente, el precedente de cómo realizar este trabajo. Mi agradecimiento a los colaboradores de la Comisión, pero sobre todo a los señores Comisionados y quienes se están incorporándose recientemente, que tuvieron la paciencia de escuchar este caso atípico y que nos permite el día de hoy ponerlo ya a la consideración del Órgano de Gobierno. Lo que insisto que, realmente, me congratula. Solamente tener un acercamiento, una notificación amistosa a la Secretaría de Energía para notificarle inmediatamente de esta resolución que se tome en relación con este Contrato. Y, continuar muy de cerca de ello, naturalmente, la empresa operadora está esperando esta decisión desde hace ya lamentablemente hace años, pero esto nos tomó un poquito de tiempo, pero afortunadamente ya está a partir de ahora. Dicho lo anterior, encargo al Secretario Ejecutivo, adelante con el acuerdo correspondiente.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Procedo a dar lectura al acuerdo.

Con fundamento en los Artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones V, VII y XII, de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, inciso h), y XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación e instruye la suscripción del Primer Convenio Modificadorio del Contrato para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A8/2015.

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Y si su voto es a favor, lo agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.01.04/2024

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación e instruye la suscripción del Primer Convenio Modificatorio del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A8/2015.

ACUERDO CNH.E.01.04/2024

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII y 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracciones II, inciso h), y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación e instruye la suscripción del Primer Convenio Modificatorio del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A8/2015.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:41 horas del día 23 de enero de 2024, el Comisionado Presidente dio por terminada la Primera Sesión Extraordinaria de 2024 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Baldemar Hernández Márquez
Comisionado

José Alfonso Pascual
Solórzano Fraga
Comisionado

Martha Patricia Jiménez Oropeza
Comisionada

Guillermo Alberto Lastra Ortiz
Secretario Ejecutivo

4.