



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

ÓRGANO DE GOBIERNO

TERCERA SESIÓN ORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:33 horas del día 18 de abril del año 2023, se celebró la Tercera Sesión Ordinaria de 2023 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez y Salvador Ortuño Arzate, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

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 a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de *quórum*, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había *quórum* legal para celebrar la sesión.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Tlazotli-1EXP, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

Handwritten signature and initials in blue ink, including a vertical line with a hook at the top and the initials 'C.V. F' at the bottom.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil.

II.3 Solicitud para participar en foros y eventos públicos.

La Secretaría Ejecutiva y el titular de la Unidad Jurídica, presente en la sesión, 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 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Tlazotli-1EXP, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Ingeniero Iván Jesús Pérez López, de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Gracias doctora. Buenos días Comisionados, compañeros aquí presentes. Esta es la autorización para la perforación del pozo Tlazotli-1. Tlazotli es una palabra de origen náhuatl que significa preciosidad. Este pozo, como ya se mencionó, es de aguas ultra profundas. Como veremos más adelante, es un pozo que tiene vecindad con áreas de asignación de Pemex. La relación cronológica nos refiere que este pozo se ingresó su solicitud el 30 de enero. Se tuvo un periodo de prevenciones. Se enviaron el 14 de febrero y el 21 de febrero el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

operador las contestó. Y el día de hoy 18 de abril traemos a su consideración esta solicitud.

Como datos generales, tenemos que este pozo es un pozo exploratorio en nuevo campo. Se encuentra en el escenario base de un Plan de Exploración y del lado derecho podemos observar en dónde se encuentra. Se encuentra en la parte central del área contractual que corresponde al contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018. El operador petrolero, como ya se mencionó, es Eni. Y como podemos ver en el mapa de la derecha, las áreas vecinas tenemos al Suroeste áreas de asignación con Pemex, donde hay pozos que anteriormente ya se habían perforado. Y al lado izquierdo también tenemos un área de asignación de Pemex. Para este pozo tenemos programada una profundidad total de 4,025 metros verticales bajo la mesa rotaria, un programa de 50 días de perforación, los cuales son 40 días para la perforación en sí y 10 días para el taponamiento. Los costos programados para la perforación son de 44.9 millones de dólares y para la terminación o abandono 9.1 millones de dólares.

Las principales características del equipo de perforación nos dicen que es una plataforma semi sumergible denominada Valaris DPS-5 de 6,000 HP, el cual tiene una capacidad de máximo tirante de agua de 2,590. Como podemos observar, esta capacidad pues sí está dentro de los rangos para soportar el tirante de agua de 1,797 que tiene este pozo.

Lo que vamos a observar es primeramente el objetivo del pozo, que es comprobar la existencia de elementos del sistema petrolero y posibles acumulaciones de hidrocarburos en rocas de la edad Mioceno Inferior y del Oligoceno. Del lado derecho podemos observar los recursos prospectivos asociados a la perforación de este pozo y en la parte central lo que es la sección sísmica. La trampa para este objetivo, para este pozo perdón, es una trampa estructural, el cual se compone de un pliegue atravesado por una falla y el objetivo de este pozo, pues como ya mencioné, es el Mioceno Superior. Perdón, el Mioceno Inferior y el Eoceno, que se encuentra en la parte alta de esta estructura. La trayectoria de este pozo es direccional tipo "J" y se pretenden atravesar esas rocas en su mejor posición estructural.





Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente lámina lo que vamos a observar es el diseño del pozo. Del lado derecho podemos observar lo que es la ventana operativa y en la parte central en un color rojo punteado vamos a observar lo que es el fluido de perforación que se encuentra dentro de esta ventana operativa. Teniendo en consideración estas curvas, se diseñó lo que es el pozo, el cual tiene una tubería conductora de 36", una tubería de revestimiento de 20". Aquí dice 13 3/8", es un error de dedo. Es una tubería de 13 5/8". Un liner de 9 7/8" para terminar en agujero descubierto de 8 1/4". El operador manifiesta que debido a la incertidumbre estas profundidades de asentamiento podrían variar y además que considera un escenario de contingencia, el cual es un liner de 7" para terminar en un agujero descubierto de 6".

Lo que vamos a observar pues son las conclusiones. Este pozo se encuentra en un Plan de Exploración aprobado. Se demostró el soporte del diseño del pozo, además de que se utilizará la tecnología adecuada para la perforación del pozo. Es por esto que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación del pozo Tlazotli. Muchas gracias Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Iván Jesús Pérez López. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 3 por favor. Es obvio que estamos hablando de aguas ultra profundas, el pozo es caro. Sin embargo, tiene recursos prospectivos bastante grandes. O sea, se ve prometedor. Sin embargo, si vemos los pozos de correlación, ¿hay algún pozo de correlación que también de aguas ultra profundas? Lo que tienen ahí, tienen dos, cuatro, cinco.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- El mismo número. Todos estos se encuentran dentro de este alineamiento de lo que es el Golfo de México.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y cómo es? ¿Han sido exitosos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Nat es un pozo que perforó Pemex en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2012 y su delimitador esos fueron exitosos. Encontraron gas húmedo. Bukma, aunque fue de sondeo estratigráfico, también encontró gas húmedo, aunque en yacimientos más profundos. Y estos son más recientes, Chibu y Max, que perforaron Shell. Uno de ellos sí fue descubridor, que fue Chibu. Y Max es un pozo seco, pero tenía objetivos en el Mesozoico todavía más profundos. Entonces básicamente son los que le dieron correlación geológica a los objetivos que están considerando.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces son muy buenas noticias porque hay como toda una línea de pozos exitosos. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Por favor, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Presidente. Simplemente desearles éxito. Y bueno, sí efectivamente hay una tendencia, pero el resultado de los pozos aledaños, están muy alejados. Realmente no nos pueden dar una visión de si pudiera ser exitoso o no. Más bien todo lo que utilizaron de la sísmica y todo el estudio que hicieron en esa área específica contractual. Pues mucho éxito. Eni ha tenido éxito en otros casos. Ojalá y lo siga teniendo aquí para beneficio del Estado y de ellos. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Por favor, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Con relación a los posibles riesgos que pudiere haber en la perforación del pozo con respecto por ejemplo a otros. Es la zona de intrusiones salinas, desde luego que está más abajo los canopies de esto. ¿Hay algún discernimiento especial que se tome respecto a esas estructuras?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- No. En realidad, digamos para lo que se considera el estudio de las estructuras salinas es principalmente para la formación de esta trampa. Entonces básicamente en cuanto a los análisis de posibles riesgos operativos, a menos que atravesaran un intervalo de sal, tendrían algún análisis en específico. Sobre todo, dentro de la sal



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

generalmente se estudian de manera muy especial las inclusiones de sedimentos dentro de la sal que podrían ser terrígenos, pero generan sobre presiones y también algunos sedimentos de arrastre que puedan causar derrumbes cuando se sale de la sal. En este caso la sísmica pues no evidencia que pudiese atravesar alguna inclusión de sal dentro de la estructura geológica que van a atravesar.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo, gracias. Por otro lado, en el Plan de Exploración vigente se aprobaron pozos tipo 1 y 2 conforme según los diferentes planes de inversión. ¿Cuál fue la elección del pozo tipo para este prospecto por parte del operador y qué tipo de elementos técnicos se tomaron como base para ello?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Sí. El operador, como ya mencionó, mencionaba dos tipos. Ese fue el tipo 2 y tenía varias opciones aparte con respecto al tirante de agua, a la trayectoria. Entonces de acuerdo a los estudios y la maduración del prospecto, el operador decidió hacer el tipo 2 y su estrategia operativa 3, que es donde el operador menciona este prospecto.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo a la ubicación del pozo, existen ahí algunos riesgos someros que pudieren afectar la integridad del pozo. Hay ahí probable presencia de gas, deslizamientos, etc. ¿Cuáles son la toma en cuenta de ciertas contingencias para asegurar la integridad del pozo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Sí. Primeramente, Comisionado, una de las primeras premisas fue precisamente fue el estudio de riesgo. Lo que manifestó el operador es que, como podemos observar tantito, pudiera haber bolsas de gas y el operador manifestó que se movió unos cuantos metros para evitar estas zonas. A parte, de que tiene ciertas, no lo podría mencionar ahorita, pero sí considera estos riesgos para la perforación de las primeras etapas de este pozo.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo. Un último comentario. Respecto a los elementos que mencionan,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los objetivos geológicos, respecto al sistema petrolero. Menciona ahí el texto sistema petrolero. O sea, conceptualmente, epistemológicamente, no es precisamente el sistema petrolero ahí, sino solamente la estructuración del pliegue por falla. El pliegue por falla que está ahí es de tipo inverso ligeramente, lo está denotando la estructura. Entonces el objetivo está situado más bien en el pliegue por esta propagación de falla, no tanto el sistema petrolero porque sus elementos están muy profundos. Corresponden al Jurásico, Cretácico, que prácticamente no es esto. El objetivo es exclusivamente la estructura y su connotación estructural y estratigráfica desde luego. ¿Sí? De acuerdo, ¿sí? Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Bien, muchas gracias. Por favor Secretaria, adelante. Ah, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer la pregunta que tu sacaste. Nos sorprendió mucho los costos, digo, sorprendidos positivamente. Generalmente son 4,000 metros a 1,800 de profundidad. Obviamente los costos andan arriba de 100 millones de dólares. Y, sin embargo, esto estuvo de 45 millones. ¿Hicieron algo especial? O sea, ¿a qué se debe eso? Porque en realidad es una buena noticia en el sentido de una nueva tecnología. O sea, ¿por qué? Es mi pregunta.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Bueno. Lo que se observa y que es más relevante es que este está utilizando un equipo de perforación que es una plataforma semi sumergible. La tendencia que hemos visto en los pozos que han perforado el resto de los contratistas en esta zona, utilizan barcos de perforación que pueden ser más caros. Entonces aquí en realidad están utilizando una plataforma que pudiese cumplir con los elementos que están considerando para los tiempos de perforación programados y toda la logística que estuvieran programando. Entonces en realidad no se observaría, digamos que sería uno de los elementos más sobresalientes respecto del costeo del pozo que Eni está estimando. Al final la operación pudiera dar más o menos costos, pero ahí sí depende de su escenario operativo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Y quizá la otra explicación sería el corto tiempo del 28 de mayo hasta el 16



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de julio. Sí, muy rápidamente. Como dices, debe ser tecnología muy eficiente. Muy bien, gracias. Por favor Secretaria, adelante.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones I y II 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 Eni México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Tlazotli-1EXP. 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.03.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Eni México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Tlazotli-1EXP.

ACUERDO CNH.03.01/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III. X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones, I, y II 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 Eni México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Tlazotli-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

II.2 Opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra a la maestra Luz Gisela Cortés Herrera, 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, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Buenos días, muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionados. Como ya lo refirió la Secretaría Ejecutiva, les vamos a presentar algunos detalles sobre la opinión técnica que solicita la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil. Esta solicitud ingresó el 17 de febrero de este año. Solicitamos información adicional a la Secretaría el 3 de marzo. La Secretaría nos dio respuesta el 13 de marzo y pues bueno, estamos el día de hoy presentando esta opinión técnica.

Bueno, la asignación que vamos a estar viendo hoy es la asignación AE-0158-M-Chalabil que se ubica en Cuencas del Sureste frente a las costas del estado de Tabasco y Campeche. En la imagen de la izquierda podemos ver la asignación resaltada en línea color rojo. Vemos que dentro de ella tiene una restricción correspondiente a la asignación AE-0033-M-Campo Ayin y vemos que está circundada por diferentes áreas contractuales y asignaciones de Pemex. El Título de Asignación fue otorgado a Pemex el 28 de agosto de 2019 y cuenta con un periodo inicial de 4 años. Tiene un Plan de Exploración aprobado que originalmente se aprobó en 2020 y tuvo una modificación el 23 de enero de este año. Cabe resaltar que en esta asignación el último pozo que se perforó fue el pozo Batsil en 2015 que resultó productor de aceite y gas en el Cretácico Superior-Medio.

Entonces la solicitud de la Secretaría de Energía consiste en la modificación del anexo 2 del Título de la Asignación que ya hemos

(1)-9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

referido y cabe resaltar que en este anexo lo que se describe es el compromiso mínimo de trabajo que el operador debe de cumplir para el periodo inicial de exploración. Asimismo, la Secretaría también solicita que informemos si dicha modificación impacta en el Plan de Exploración vigente.

En este sentido, del lado izquierdo lo que vemos es el CMT establecido en el título actual que consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio y del lado derecho vemos la propuesta de la Secretaría para el CMT que consiste en realizar 7 estudios exploratorios y 1 reporte de evaluación del potencial. Dicho reporte deberá de contener por lo menos la identificación de plays, la estimación de recursos y un portafolio de oportunidades y prospectos exploratorios que esté jerarquizado. En este sentido, lo que observamos también es que esta modificación implicaría aplazar la perforación del prospecto que ya tuviera visualizado el asignatario.

Entonces para la emisión de esta opinión técnica se analizaron las implicaciones de las siguientes consideraciones que tenemos. Para ello, cabe recordar que en su momento esta asignación se otorgó con un carácter de excepcionalidad, por lo que para sustentar esta excepcionalidad el operador manifestó su intención de perforar un prospecto que ya tenían visualizado en ese momento. Dicho prospecto tenía un volumen de 73 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 35%. Asimismo, advertimos o se advierte que el asignatario ha realizado actividades de exploración durante por lo menos 8 años: 5 años correspondientes a la entonces asignación AE-0027 y 4 años correspondientes a la asignación actual Chalabil.

Derivado de estas actividades, el operador identificó otro prospecto. Dicho prospecto tiene un volumen de 53 millones de barriles de petróleo equivalente con una probabilidad geológica del 29%. Entonces con esto advertimos que la modificación que propone la Secretaría aplazaría la perforación de este prospecto identificado, por lo que se vería impactada la posibilidad de incorporar recursos en el periodo inicial de exploración. Asimismo, vemos que esta modificación no es la única que ha existido. Durante el año pasado también se modificaron 26 asignaciones su CMT con el mismo sentido de aplazar la perforación y realizar únicamente estudios exploratorios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

Adicional a los puntos anteriores expuestos, vemos que el asignatario también tiene la posibilidad de realizar actividades de exploración bajo el esquema ARES que son actividades de reconocimiento y exploración superficial. Estas actividades se pueden realizar haciendo un pago de aprovechamiento de 300,000 pesos aproximadamente por proyecto. Es decir, que en un mismo proyecto el operador pudo haber utilizado estas actividades para diferentes asignaciones. De esto, lo contrastamos un poco con el pago de derechos que el asignatario realiza por tener esta asignación, que si vemos en un año aproximadamente el asignatario únicamente para esta asignación ha hecho un pago de 21 millones de pesos. Si consideramos los 3 años que ha tenido esta asignación, ha hecho un pago de 65 millones aproximadamente.

Y lo que vemos en la gráfica de abajo es una comparación de costos. En la primera barra vemos el costo que tiene, los costos que se han aprobado para la perforación de pozos en asignaciones vecinas, que hace aproximadamente de 8 millones de pesos. En la barra de en medio vemos el promedio de los costos reales que ha tenido la perforación para pozos con características similares al prospecto que se tiene identificado que asciende aproximadamente a 1,500 millones de pesos. Y en la última barra lo que vemos es el pago de derechos de exploración que ha hecho el asignatario por las 26 asignaciones que el año pasado modificaron su CMT y la asignación actual, que asciende a un monto aproximado de 1,400 millones de pesos. Lo que queremos contrastar aquí es que el asignatario pudo o podría realizar actividades ARES y enfocar sus estudios exploratorios y, en lugar de hacer ese pago por actividades de exploración en las asignaciones, reorientar esos recursos hacia tal vez asignaciones o zonas de mayor interés para el asignatario.

Asimismo, lo que vemos es que la Comisión debe observar las bases que establece la Ley de Órganos Reguladores. Es decir, acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, motivar la reposición de reservas, promover el desarrollo de actividades de exploración y extracción y asimismo asegurar que los procesos que estén a su cargo se realicen con imparcialidad. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces como conclusiones tenemos que, como lo vimos, el asignatario cuenta con amplia experiencia en el área. Vemos que realizar únicamente estudios exploratorios no da certeza de los recursos. Asimismo, no promueve el avance en la cadena de valor del proceso exploratorio, lo que implica un impacto en la reposición de reservas. Como lo acabamos de ver, el asignatario podría considera realizar actividades ARES. Vemos en el análisis que se hizo de la propuesta que no se pudieron observar las bases que establece la ley y se advierte una incompatibilidad entre el CMT propuesto por la Secretaría y el Plan de Exploración aprobado para la asignación.

Por esto expuesto, se somete a consideración del Órgano de Gobierno emitir opinión técnica a la Secretaría de Energía con respecto a la modificación del anexo 2 del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil. Por nuestra parte sería todo Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestra Luz Gisela Cortés Herrera de la Dirección General de Dictámenes de Exploración. Por favor, Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se me hizo muy clara la presentación, está muy buena. Creo que señala pues digamos el debate en este caso y luego la conclusión. A mí nada más me gustaría sugerir si ustedes estarían de acuerdo que lo que ustedes pusieron en el reporte técnico, en el dictamen, tienen ustedes una frase ahí que resume todo que dice "emitiendo la opinión de mantener los términos actuales de la asignación". Esa es realmente la conclusión total. Entonces cuando ustedes tienen ahí emitir la opinión técnica a la Secretaría de Energía para mantener los términos de la asignación actual, para mí eso resume mejor en lugar de leerle toda la opinión técnica, que son bastantes páginas. En un renglón, este es el resumen de la opinión técnica.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Digo, no sé cómo sería. En teoría pues les traemos aquí la propuesta para emitir la opinión y la opinión se emite con todo el documento que acompaña. Entonces no sé.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Del punto de vista estrictamente legal lo que vale la opinión técnica que van ustedes a mandar. Desde el punto de vista de la presentación, como que ayuda mucho en lugar de tener seis cosas, las seis cosas fundamentan este digamos dictamen final.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- La intencionalidad de la presentación es esa precisamente, que se desarrolle en los términos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Actuales.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Así es. Muy bien, a mí me parece bien, gracias, Héctor, muchas gracias. Por favor, Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Presidente. Pues llama mucho la atención este tema del pago de los derechos. Es bastante dinero y obviamente no estoy proponiendo que sea una postura del Órgano de Gobierno, pero sí vale la pena hacer el comentario que es una cantidad de dinero muy importante. Y como ustedes bien lo dijeron, podría utilizarse para maximizar el valor dentro de la empresa en otros proyectos o en este mismo proyecto, pero usándolo en los gastos de exploración.

Entonces a mí me parece que la Secretaría de Hacienda debe tener la postura, eso no es cosa de nosotros, pero debería darle un presupuesto adicional a Pemex Exploración y Producción para el pago de todos estos derechos, que finalmente pues van en detrimento, pero bueno, son legales, pero van en detrimento de otros proyectos que pudieran generar valor o más valor.

Finalmente, el dar una bolsa y después quitársela, pues es lo mismo de que los exenten por algún tiempo al menos de este tipo de pagos. Porque pues finalmente sale de la misma bolsa. O sea, se lo dan y luego se la quitan. Es lo mismo que haya una condonación de este tipo de recursos, porque es bastante el monto de lo que le significa Petróleos Mexicanos mantener pues todas esas asignaciones tanto de exploración.

(7). 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Fundamentalmente yo me refiero a exploración, porque las de extracción pues esas generan dinero. Pero aquí en exploración hay todavía mucha incertidumbre, ¿no? Como que pudiera llegar a tener algún efecto positivo para la empresa, como que no, verdad, pero finalmente tiene que erogar.

Es un comentario a nivel personal. No pretendo de ninguna forma que quede especificado ahí dentro de nuestra respuesta a la Secretaría de Energía porque eso no lo están preguntando. La verdad es que alguien dirá y para qué dice, si ni le preguntan y eso depende de Hacienda, no depende de la Secretaría de Energía. Pero creo que es el momento en una sesión de órgano público de hacer ver esas mejoras que pudieran darle una maximización de valor al país a través de llevar el dinero a los proyectos que pudieran generar más valor. Muchas gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Sí, a mí me parece pertinente la observación y lo que podríamos considerar aquí es que estas sesiones seguramente las están viendo en Petróleos Mexicanos y hacer esa solicitud a la Secretaría de Hacienda seguramente les da precisamente a PEP que haga la gestión para que la Secretaría de Hacienda decida al respecto en los términos que tú estás mencionando, que me parece muy, muy pertinente. Así es que están dándose por enterado nuestros operadores en PEP. Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Coincido con los comentarios al respecto. Creo que la asignación por lo que noto se refiere a trabajos que están en el inicio de la cadena de valor. O sea, son etapas iniciales de exploración. En términos generales, a veces las áreas contractuales o de asignación que se encuentran en diferentes etapas de esa exploración, finalmente la exploración al cabo de algunos años lógicamente dará resultados al desarrollo de pozos, etc. Entonces creo que la situación de ello y su característica es eso, que se encuentra en la fase inicial de los periodos de exploración, que también se pueden capitalizar después en cierto tiempo hacia el futuro. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Salvador. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo otro comentario basándose en lo que acaba de decir el doctor Néstor. Tienen 8 años de estar haciendo exploración. Entonces como que ya no serían los periodos iniciales. Ya tienen 8 años, tienen ya un montón de estudios. Y lo que me sorprende a mí, y no me había dado cuenta hasta que lo mencionó el doctor Néstor, es que lo que están pagando o lo que han pagado en total de derechos excede el costo del pozo. O sea, podrían haber cumplido con el compromiso mínimo de trabajo y les hubiera salido más barato. Debe haber alguna razón detrás de todo esto, no estaba el equipo, alguna razón, porque pues tendría más sentido acelerar el proceso de exploración para moverse al que sigue. Bueno, en fin, es una duda que me surge.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Solo precisar doctor que el monto que presentó la maestra Luz se refiere al acumulado por las 26 asignaciones que se modificaron y esta. Digamos que una asignación aislada no alcanza el monto equivalente a un pozo. Pero finalmente si Pemex lo evalúa como estrategia respecto de todas sus asignaciones, pues a lo mejor sí hay áreas de oportunidad respecto a la superficie que paga derechos de exploración para optimizar costos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Gracias ingeniera Jennifer Elliott. Adelante por favor Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6 de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso (b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil en los términos del documento presentado. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano"



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.03.02/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Título de Asignación AE-0158-M-Chalabil, en los términos del documento presentado.

II.3 Solicitud para participar en foros y eventos públicos.

Para el desahogo de este asunto, la Secretaría Ejecutiva en uso de la palabra se refirió a las solicitudes presentadas en los términos que, en lo procedente, a continuación, se transcriben:

“SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Se trata del evento denominado Foro Energía 360: Presente y Futuro del Sector, organizado por el Senado de la República en conjunto con la revista P&E, al que fue invitado como ponente el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez y que se llevará a cabo el 20 de abril de 2023. Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Salvador, ¿alguno? No, no tenemos.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Muchas gracias. Ok, doy lectura a la propuesta, gracias. Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y décimo tercero del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

aprueba la solicitud para participar en foros y eventos públicos en los términos presentados...”

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.03.03/2023

Con fundamento en el artículo Décimo Tercero del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Solicitud para participar en foros y eventos públicos, en los términos presentados.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:07 horas del día 18 de abril de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Tercera Sesión Ordinaria de 2023 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva