

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### TRIGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:58 horas del día 10 de agosto del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto de la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.1658/2016, de fecha 9 de agosto 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, propuso al licenciado Claudio Galindo Montelongo para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario para esta sesión 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, en los siguientes términos:

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Xoktah-1.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Canilluda-1.

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Xoktah-1.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su calidad como Comisionado Ponente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-  
Comisionado, adelante por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias  
Presidente, Comisionada, Comisionados compañeros.

Bueno como ya se señaló, vamos a presentar aquí el dictamen o la opinión jurídica y el dictamen técnico del Pozo Exploratorio Xoktah-1; esa solicitud llegó aquí a la Comisión el 1 de julio del presente año y este pozo exploratorio pertenece a una asignación petrolera denominada AE-0008-Amoca-Yaxche-06 y ésta, digamos asignación petrolera se encuentra frente a las costas del Estado de Tabasco y es una asignación que fue modificada.

Esta asignación que fue modificada en el 2015, originalmente tenía contemplada la perforación de cinco pozos en su plan de desarrollo y obviamente que sustenta la asignación petrolera, tuvo esta modificación y se redujo a cuatro pozos, de esos cuatro pozos que contemplan ese plan de desarrollo se han aprobado tres pozos, éste sería el cuarto pozo de esa asignación.

Señalo ese dato porque si nos llega aparecer otro pozo que pertenece a esta asignación petrolera tendría que ser debido a la modificación de un plan, entonces para que estemos alerta cuando estemos aprobando estas, estemos revisando las aprobaciones de algún pozo.

De los tres pozos que ya se aprobaron, dos están en perforación, uno debería empezar el 15 de septiembre porque si no ya se le acaba su tiempo, su vigencia para que inicie la perforación y tendrían que venir otra vez a hacernos la solicitud y este sería el cuarto pozo.

Entonces para llevar a cabo esta presentación de la opinión jurídica y dictamen técnico, con el equipo diseñamos este proceso para la autorización de solicitudes de perforación de pozos de aguas someras,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

porque el de aguas profundas todavía tendría que contemplar otro apartado que es una consulta a la agencia nacional de seguridad industrial, entonces este es de manera ejecutiva no pretendo explicarlo todo a detalle, si les quiero decir, es que el área de la Secretaría Ejecutiva nos está ayudando a diseñar junto con el área técnica, de tal manera que cada cuadrito que ustedes ven ahí en el proceso va a tener su descripción para tener el Manual de Procedimientos con el cual se lleva a cabo el desarrollo de estas opiniones o de este dictamen para la aprobación de un pozo y que en el futuro ya con revisiones de cada uno de los que estamos participando en este tipo de trabajos vayamos sumando y haciendo un proceso más maduro, más transparente y sobre todo documentado para que cuando la gente se va integrando a este tipo de trabajos, sea más fácil su incorporación y nos ayude a hacer el trabajo más eficiente.

La siguiente lámina, se ve mejor en las impresiones que ustedes tienen, pero es el programa de trabajo que acordamos en el equipo, si ustedes ven así rápidamente donde más tiempo nos llevamos es en la elaboración del dictamen y un poco en el caso de cuando hay prevenciones, si tenemos que solicitar información adicional a algún operador, es donde nos llevamos los tiempos de enviar la información en lo que ellos la preparan y la regresan, entonces ahí hay una oportunidad si queremos reducir tiempos en la aprobación de pozos, que los lineamientos queden muy claros, que el operador entienda perfectamente y nos mande la información un poco más clara para que no tengamos que hacer este loop de estarles pidiendo información a una comparecencia y de alguna manera tengamos tiempos más rápidos en la emisión de esas solicitudes.

Esta solicitud de aprobación del pozo, lleva alrededor de 30 días en el trabajo que tuvimos muy exhaustivos con los equipos, tratamos de presionar para que fuera un poco más rápido y bueno estamos logrando por lo menos terminar ya la opinión y el dictamen que vamos a someter a su consideración en caso de aprobarse.

Entonces para ello, le pediré primero al Licenciado Marco de la Peña que nos dé lo relacionado con la opinión jurídica y posteriormente pasaría el Ingeniero José Antonio Alcántara para el dictamen técnico.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado General adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso Comisionado Presidente, señores Comisionados.

A manera pues muy sintética en los antecedentes que ya comentó el Comisionado Gaspar Franco, este pozo se encuentra dentro de una asignación que fue otorgada o adjudicada a PEMEX en la Ronda Cero, el 27 de agosto, por tener capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia, no obstante se solicitó la reducción del área de asignación, efectivamente para pasar de cuatro a cinco pozos y la Secretaría de Energía previa opinión de esta Comisión, el 17 de agosto de 2015 modificó el título asignación.

Con estos antecedentes, la empresa solicitó la autorización el día 1 de julio, precisamente 40 días hábiles antes de inicie trabajos conforme lo señala la normativa vigente. Se hizo una prevención en términos de la normatividad el 14 de julio, de la cual hubo el desahogo de la prevención el día 21 de julio de forma tal que nosotros tenemos hasta el 12 de agosto para dar la resolución de la autorización correspondiente.

Por lo que hace a la competencia tenemos, más que repetir los artículos me gustaría comentarles, la parte sustantiva es, la Comisión Nacional de Hidrocarburos es competente en términos de que como aparecen estos artículos de la Ley de Hidrocarburos todo pozo debe ser autorizado por esta Comisión, los pozos de exploración y todo contratista requiere de autorización de sus pozos antes de iniciar cualquier trabajo de perforación en términos del artículo 47 fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

Por otro lado la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados le da la facultada esta Comisión de otorgar toda clase de autorizaciones que señala la Ley de la materia que es la Ley de Hidrocarburos, en tal sentido como organismo colegiado tiene las facultades y atribuciones correspondientes y en los artículos 38 y 39 nos establece los parámetros bajo los cuales debe





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de regirse la autorización de la perforación de pozos en términos de promover la mayor productividad de la renta petrolera.

Por lo que hace a las facultades de este Órgano de Gobierno, nuestro Reglamento Interno en su artículo 13, establece la facultad de este Órgano para dar todas las autorizaciones relacionadas con la perforación de pozos y finalmente la parte sustantiva vienen ahí los criterios de la resolución que se emitió el 19 de agosto de 2014 por este Órgano de Gobierno, en relación con los criterios con base en los cuales se autorizará a Petróleos Mexicanos llevar a cabo la perforación de pozos en tanto se emite la regulación específica que se prevé en la legislación.

Y básicamente hay cuatro criterios que se están cumpliendo: el primero es que haya un título de asignación previo a la solicitud de perforación de pozo como ya lo señalamos, el segundo es que se presente toda la documentación e información que señalan los lineamientos a que hace referencia estos criterios, que eran lineamientos que expidió en 2012 la Secretaría de Energía que también se acompañaron para la emisión del dictamen técnico, el tercero de ellos es el que esta solicitud se presente por lo menos con 40 días hábiles al inicio de los trabajos de perforación, y finalmente que hay 25 días hábiles a partir de que hay suficiencia documental para emitir la resolución.

En esos términos, consideramos que hay competencia suficiente para conocer de este asunto. Con estos parámetros el Ingeniero José Antonio Alcántara comentaría la parte técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias Comisionado Presidente.

Me permito manifestar con respecto a esta localización XoKtah-1 que está ubicado al sureste del Golfo de México frente a la costas del Estado de Tabasco con una asignación vigente denominada AE-0008-M-Amoca-Yaxche-06 en el proyecto de inversión Uchukil perteneciente al Activo de Exploración Aguas Someras, está localizado a 10 kilómetros del noroeste





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de Dos Bocas, Tabasco y a 7 kilómetros al noroeste del pozo Yaxche-1, que tenemos en esta parte de aquí. Yaxche-1 y a 5 kilómetros al noreste del pozo Yaxche-1DL, que tenemos en esta parte y a 16 kilómetros al noreste del pozo Xanab-101, que este que tenemos en esta parte.

Dentro de los lineamientos que se requieren para obtener la autorización encontramos el nombre del pozo como ya lo mencionamos Xoktah-1. El número de asignación del que habíamos referido AE-0008-M-Amoca-Yaxche-06, del proyecto inversión Uchukil, perteneciente al Activo de Exploración Aguas Someras a desarrollarse en un tirante de agua de 26 metros, tiene como objetivos geológicos el pleoceno medio dentro del intervalo considerado 1,985 a 2,285 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo que se espera encontrar en esta localización el aceite ligero y el programa de perforación considerado dará inicio el 15 de septiembre de 2016 y su terminación está programada para el 6 de diciembre del mismo año, entonces propiamente durará tres meses su perforación y terminación.

Dentro de las principales características que el equipo de perforación a utilizar debe contener, es un equipo autoelevable cuya capacidad máxima de perforación tengan 9,144 metros y que pueda desempeñar las actividades programadas en un tirante de agua de máximo de 122 metros.

La columna geológica programada, es que va atravesar una columna que va desde el Reciente hasta el Plioceno Medio, una profundidad de 2,435 metros verticales bajo mesa rotaria.

Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental se encuentra la autorización en Materia de Impacto y Riesgo Ambiental para el "Proyecto Kuchkabal".

Los costos de perforación y terminación para este pozo, tenemos para la perforación 281 millones, la terminación 212 millones de pesos, dándonos un total dándonos un total de 493 millones, la perforación del pozo Xoktah-1.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de las estrategias y objetivos planteados para esta localización es que el objetivo es encontrar aceite ligero en secuencias de areniscas de edad Plioceno medio probadas ya en Mizton-1 y Teekit-1, así como obtener información para calibrar los modelos geológicos.

La reserva a incorporar se estima en su valor medio de 58 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico del 26% y una probabilidad de éxito comercial del 24%.

Como mencionábamos el tipo de Pozo es vertical, el pozo va ir en búsqueda de nueva acumulación y con un objetivo de plioceno medio y con un hidrocarburo esperado de aceite ligero.

Las presiones que tendríamos en este pozo, tendríamos una presión de fondo osea en el yacimiento de 10,718 libras sobre pulgada cuadrada y en el cabezal o sea en la parte superficial de este 2,500 libras.

La temperatura sería de 78 grados centígrados, la profundidad programada total sería de 2,435 metros verticales bajo mesa rotaria.

Dentro de la Sección Estructural, la estructura principal de Xoktah-1 está definida como un homoclinal, afectado por fallas normales a nivel Plioceno medio, el cual tiene una dirección este-oeste con un componente noroeste-sureste, y la trampa está limitada por tres fallas normales en tres direcciones, y al suroeste termina con buzamiento, su eje mayor va de sureste a noroeste siendo más somero hacia esta dirección con un área P1 16 kilómetros cuadrados.

Dentro de los elementos de evaluación que el equipo de trabajo consideró para hacer esta evaluación técnica, es primero, obviamente que se haya cumplido con la normativa aplicable en materia ambiental cómo lo mencionábamos que está autorizado dentro del proyecto Kuchkabal.

Que el diseño del pozo que nos presentaron cumplió con las fases metodológicas de planificación, visualización, conceptualización y definición aplicando las prácticas internacionales.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Los resultados de los estudios geotécnicos y de riesgo somero que sustentan la decisión de llevar a cabo la perforación de este pozo en el sitio propuesto definido por sus coordenadas, osea nosotros revisamos estos estudios tanto geotécnicos como de riesgos somero presentados y vimos que cumplían con los elementos y las prácticas internacionales que ya hice referencia anteriormente.

De acuerdo con el modelo sedimentario presentado se esperan condiciones petrofísicas similares a las observadas en los Pozos Miztón-1 y Teekit-1, ambos productores en el plioceno medio que finalmente es el objetivo de este pozo que ahorita estamos sometiendo a su consideración.

El estado mecánico propuesto para el pozo es adecuado para las condiciones de la columna geológica por atravesar, osea las tuberías de revestimiento consideradas, el fluido de perforación que están planteando es muy acorde con el tipo de columna y el tipo de formación que se van a atravesar durante la perforación de este pozo.

Dentro del análisis de los eventos de perforación de los pozos que mencionaba como de correlación Yaxche-1DL y Yaxche-101 así como Teekit-1 cercanos a la localización Xoktah-1, permitió calibrar la ventana operativa, identificar zonas de riesgo y establecer las medidas para la mitigación de los mismos y definiendo las áreas de oportunidad de mejora de las prácticas operativas, lo cual se refleja en el diseño del pozo presentado.

Éstos fueron los pozos que se identificaron como de correlación y esa calibración de la ventana operativa serían las presiones que nosotros esperaríamos, el comportamiento que éstas tendrían a lo largo de la perforación del pozo y sobre todo el tipo de fluido y las densidades que nosotros tendríamos que estar utilizando para la columna geológica esperada.

Otro de los puntos que se consideró, es el lavado programado del pozo donde se consideró la limpieza del mismo para prevenir un posible daño a la formación y evaluar el potencial productivo, reduciendo así la posibilidad que existiera una interferencia de elementos externos durante la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

terminación. Así mismo la selección de los disparos de penetración profunda que contribuirá en alcanzar los objetivos arriba señalados, al puentear la zona con posible daño a la formación.

Dentro de la consideración para el aparejo de la producción que están planteando, consideramos que es adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador para aislar los intervalos a probar, así como en lo que respecta a instrumentos de medición y dispositivos de muestreo.

Por lo que se considera que se obtendrán variables necesarias para evaluar el potencial productivo de la formación si es que esto se presenta a la profundidad que hemos manifestado.

El taponamiento está considerado obturar los intervalos probados y establecer las longitudes de cada tapón con cobertura suficiente para cada tubería de revestimiento del pozo en las diferentes secciones críticas de la misma. Por lo tanto, estas consideraciones satisfacen los requisitos establecidos en la regulación actualmente utilizada para la aprobación de este tipo de localizaciones.

Como conclusión nosotros tenemos aquí finalmente el estado mecánico del pozo, a la derecha precisamente la ventana operativa que estábamos mencionando con las densidades de los diferentes fluidos, las presiones esperadas, los gradientes de fractura, la presión de sobrecarga, y de esa evaluación de la documentación técnica recibida, y considerando los elementos de evaluación descritos, se determinó que no existen eventos geológicos de integridad del pozo y operacionales que limiten o impiden desarrollar la perforación del pozo Xoktah-1.

Eso es en cuanto la parte técnica se refiere, Comisionado Presidente, Comisionado Ponente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Ingeniero, está su consideración. Comisionado Martínez o Comisionado Moreira, usted levanto la mano antes. Adelante por favor.



COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No sé si sea el momento ¿hay una opinión después de esto?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Yo únicamente la opinión técnica es muy sencilla, el análisis que hicimos con base en la normativa que acabo de señalar hace un momento, la Dirección General de Autorizaciones como lo comenta el Ingeniero emitió su dictamen técnico a la solicitud con base en la resolución que comentábamos, y de ahí nosotros consideramos en nuestra opinión que es procedente que este Órgano de Gobierno se pronuncie respecto a la solicitud de perforación del pozo Xoktah-1 en las coordenadas manifestadas en la solicitud, en caso de que variaran las coordenadas sería necesario que se presentará una nueva solicitud de autorización.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, ahora sí comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno yo quisiera comenzar felicitando al Comisionado Franco, yo creo que tiene dos elementos que vale la pena señalar: el poner el proceso continuo de mejoramiento a través de poner en claro el proceso de autorización y los tiempos, yo creo que es un paso mucho más importante lo que pareció cuando lo dijo, si nosotros tenemos el proceso podemos decir que sí, que no, que tiempo, etcétera, y podemos mejorar mucho.

El segundo es, yo estoy muy agradecido porque puso una comparación económica, que es muy importante ver que, si el pozo por su costo es apropiado o sea nuestra función, digamos adicional, es cuidar los intereses de la Nación, entonces si vemos los costos que presenta él en el principio comparado con otros dos pozos similares se ve que el costo es apropiado.

Yo busqué en la base de datos 6 pozos similares y realmente cuando ves esta de la mitad tantito para abajo, osea está de la media para bajó en costo que se me hizo muy padre.

Y otra cosa que quería compartir con Ustedes, que no lo tenía, lo hice en este momento, estamos, en este pozo se está obteniendo que el costo de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

añadir un barril de petróleo a nuestras reservas está del orden de 2 dólares por barril y eso es el 20% de lo que ha sido el costo promedio de PEMEX en los últimos 10 años. Se ve que es una muy buena opción este pozo y que si es cierto que va a tener 25% de probabilidades de éxito va hacer un pozo bastante rentable para la Nación.

Entonces al hacer el cálculo y cuando lo ves dices a chihuahua nos va a costar \$8 pesos por barril por 25%, habría que multiplicar por 4 o por el 25% de probabilidades de éxito te da \$32 dólares por barril y \$32 dólares por barril son \$2 dólares por barril, entonces creo sí está muy bien en términos económicos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Doctor. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo dos puntos, pero aprovechando el comentario del Doctor Moreira también hice el cálculo, son 42 centavos de dólar por barril, pero los 58 millones de barriles de petróleo crudo equivalente habría que multiplicarlos por el factor recuperación, entonces va a ser un poquito más, pero de todas maneras va a ser mucho más rentable.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- De los 42 por 4 te dan los famosos 2 dólares.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. El primer punto es referente al proceso, igual me sumo a la felicitación del Doctor Moreira, es muy importante que tengamos los procesos bien definidos para que lo hagamos de la forma más eficiente, sin embargo, resulta interesante el conocer que mucho de lo que consume en tiempo el proceso, es este ir y regresar de la información las prevenciones y creo que esto suma aún más a un consenso general que hemos tenido pero creo es importante manifestarlo aquí en el Órgano de Gobierno, de que necesitamos automatizar el ingreso a la información de tal forma que si el operador no lo incluye dentro del formato digital pues no entra en la Comisión Nacional de Hidrocarburos y creo que hay ejemplos importantes en el gobierno federal como es la declaración patrimonial que hacemos cada año y también la de impuestos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Pasando a otro tema, es una duda Ingeniero Alcántara, el pozo llega a 2,435 metros, pero se puede observar que el intervalo a probar más profundo está a 2,183 metros, eso hace una diferencia entre el intervalo a perforar y la profundidad total de 253 metros, me gustaría saber cuál es la razón por la cual pues perforan 253 más abajo de la profundidad en donde van a probar y solamente debe haber una situación ahí de exploratoria, no sé.

Son 253 metros entre la profundidad total que 2,435 y el intervalo más profundo a probar que llega a 2,182 eso hace una diferencia de 253 metros.

Para un poquito más de claridad la última tubería Liner es del orden de 500 metros, entonces van a perforar 500 metros ponen el Liner pero solamente se quedan a la mitad y 250 pues lo dejan perforado pero sin prueba.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, a ver si yo puedo aclarle un poquito. Con la experiencia de cuando yo trabaje ahí en Cantarell, cuando uno llegaba a la formación a lo mejor quería producir los primeros metros de la brecha, no se podía cementar la tubería a veces en ciertas formaciones, entonces se tenía que ir a una formación un poco más profunda para poder lograr que no hubiera pérdidas de circulación en la lechada de cemento y se pudiera lograr esas cementación.

Habría que ver no sé Ingeniero Alcántara, si esa formación productora donde vamos a probar los intervalos, no esté totalmente considerada como para soportar la densidad de esa lechada de cemento y entonces tenemos que irnos a una formación un poco más impermeable para poder permitir que se cimente adecuadamente por lo menos la zapata de la TR que quede bien cementada, pudiera ser por ahí pero ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Esa es de las condiciones que presenta Petróleos Mexicanos de porqué se va hacer un poco más abajo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 250 metros, porque también la contraparte es que si me voy más profundo puedo generar conificación de agua de otras formaciones.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Sí, pero está considerado dentro de esto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Algún otro comentario colegas, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Aprovechando también para destacar una parte que creo interesante de la ponencia que se nos presenta y que puede ser una mejora para las ponencias semejantes, es la ubicación del pozo en el contexto del plan de desarrollo para la extracción que como sabemos no son autorizaciones aisladas son vinculadas a un plan, en la medida de qué podemos ubicar cómo se encuentra el pozo que estamos aprobando dentro de ese proyecto que previamente ya aprobó la misma Comisión pues resulta interesante, entonces yo también me uno a las felicitaciones me parece que será interesante que el resto de las ponencias pudieran venir en estos términos, por lo menos yo me sumaría a esa forma de presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien Comisionado Franco, me sumo, Usted ha sido muy felicitado, muy buena Ponencia.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues muchas gracias es mi primera pública, me está yendo bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien muchas gracias, algún otro comentario. Bien entonces Licenciado Galindo le pido que por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo..”

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



### **RESOLUCIÓN CNH.E.35.001/16**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Petróleos Mexicanos la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Xoktah-1.

### **ACUERDO CNH.E.35.001/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio Xoktah-1, ubicado en la asignación AE-0008-M-Amoca-Yaxche-06, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

### **II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Canilluda-1.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad como Comisionada Ponente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

Bueno en este caso se trata de un pozo, la autorización de un pozo de perforación exploratorio, en este caso es un pozo terrestre, efectivamente este pozo llegó la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación el 8 de julio la solicitud a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Este pozo pertenece a la asignación AE-0043-2M-Agua Dulce-02, un poco siguiendo la muestra que nos puso el Comisionado Gaspar, tiene que ver con una modificación, una asignación de Petróleos Mexicanos que nos pidieron hacer dos modificaciones a esta asignación, una modificación que se hizo el 23 de noviembre y otra segunda el 29 de abril y esas modificaciones fueron disminuciones de áreas en esta asignación de agua dulce por eso es la AE-0043-2M-Agua Dulce-02.

En ésta se autorizó un plan de exploración en donde se tenían que perforar, bueno no tengo exactamente el número de pozos pero en éste pertenece la perforación del pozo Canilluda, el cual está relacionado con esta asignación. Se verificó que estuviera en los tiempos en la asignación relacionada al plan de exploración autorizado y así fue, pertenece a la Cuenca de Salina del Istmo, dentro de la Cuenca Terciaria de las Cuencas Terciarias del Sureste.

Está localizado más o menos a 36 kilómetros al Noreste de Cárdenas Tabasco y como les decía se trata de un pozo exploratorio terrestre.

Tenemos dos opiniones, una jurídica y una técnica las cuales le pediría aquí al abogado si nos puede relatar la opinión jurídica y al Ingeniero Alcántara la opinión técnica.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante  
Ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA  
PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso Comisionado Presidente, señores  
Comisionados.

Al igual que en el otro caso tenemos la lámina de antecedentes que como  
decía la Comisionada Alma América, este pozo terrestre pertenece a una  
asignación AE-0043-2M-Agua Dulce-02, que fue otorgada a Petróleos  
Mexicanos el 27 de agosto, en Ronda Cero por tener capacidad técnica,  
financiera y de ejecución, no obstante hubo dos modificaciones, una  
primera modificación que se dio el 23 de noviembre de 2015 con una  
reducción y una segunda modificación que otorgó la Secretaría de Energía  
previa opinión de esta Comisión el 29 de abril de 2016 y su objetivo fue  
evitar el traslape con la asignación AE-0395-M-Magallanes.

En este contexto en cuanto los antecedente de la solicitud como decía la  
señora Comisionada, se presentó el 8 de julio la solicitud de autorización  
precisamente con 40 días hábiles de anticipación al inicio de los trabajos  
de perforación que iniciarán el 6 de septiembre si este Órgano de Gobierno  
tiene a bien autorizarlo, y en una prevención el día 21 de julio que fue  
desahogada el 28 de julio, a partir de la cual corren los 25 días hábiles para  
resolver que vencerían el próximo día 19 de agosto.

Por lo que hace la competencia, en ánimo de no repetir lo que ya  
comentamos diría que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene  
facultades en términos de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Órganos  
Reguladores para conocer de autorización de pozos exploratorios como es  
el caso, este Órgano de Gobierno tiene la facultad adjetiva para autorizarlo.

Y finalmente, los criterios que seguimos son los de la resolución del 19 de  
agosto del 2014 de este Órgano de Gobierno en el sentido de que tendrá  
que tener una asignación previa que la tiene, presentarse con 40 días  
hábiles de anticipación al inicio de trabajo y presentar la documentación  
requerida en el artículo 4 de los lineamientos de la Secretaría de Energía  
del 2012 a las que hace referencia nuestra resolución cuestión que así  
sucedió y con base en ella se emite el dictamen técnico que expondrá el





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ingeniero José Antonio Alcántara y finalmente tendremos 25 días hábiles para resolver esto.

Dejo esto aquí y si no hay inconveniente el Ingeniero José Antonio Alcántara explicaría la parte técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias Comisionado Presidente.

Pues nuevamente me permito presentar a localización Canilluda-1, que está ubicado a 36.6 kilómetros al noroeste de Cárdenas Tabasco a 3 kilómetros al suroeste del pozo Pelicano-1 y a 18 kilómetros al suroeste del campo Santuario.

Pertenece la asignación AE-0043-2M-Agua Dulce-02 dentro del proyecto de inversión Comalcalco del Activo de Exploración Áreas Terrestres en la Cuenca Salina del Istmo, perteneciente a las Cuencas Terciarias del Sureste.

Dentro de los requisitos y el cumplimiento que tuvo en cuanto al nombre del pozo definido como Canilluda-1 y el número de asignación AE-0043-2M-Agua Dulce-02, en el proyecto de inversión Comalcalco y en el Activo de Exploración Áreas Terrestres.

El objetivo geológico que se pretende alcanzar se encuentra en el mioceno superior en el intervalo de 2,053 a 2,423 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero, el programa de perforación dará inicio el 6 de septiembre de 2016 y la terminación del pozo está programado para el 21 de noviembre de 2016, también es un pozo que se considera que en 3 meses estaría totalmente terminado.

Dentro de las principales características que en el equipo de perforación deberá tener, es una capacidad máxima de perforación de 5,100 metros y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como podemos observar pues precisamente estas son las fallas a las que estamos haciendo alusión.

Dentro de los elementos de evaluación considerados para este pozo es, en primer caso en cumplimiento de la normativa aplicable en materia de impacto de riesgo ambiental con el cual se presentó la autorización denominada desarrollo de actividades petroleras del Proyecto Ogarrio-Magallanes emitido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales a través de la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental.

El diseño del pozo también cumplió con las fases metodológicas de planeación definidas como visualización, conceptualización y definición aplicando las prácticas internacionales para este fin.

Las condiciones geológicas donde se ubica la localización propuesta, se estima favorable para la perforación del pozo. Tomando en consideración las tendencias del modelo sedimentario presentado se espera encontrar la roca almacén con condiciones petrofísicas similares a las observadas en los Pozos Santuario 1 y Santuario 401, los cuales resultaron productores en el Play Mioceno Superior, objetivo de la localización propuesta.

El análisis de los eventos de la perforación de los pozos Pelicano-1, Tabaco-1 y Mani-1 cercanos a la localización Canilluda-1, permitieron calibrar la ventana operativa, identificar las zonas de riesgo y establecer medidas para su mitigación y definir áreas de oportunidad en las prácticas operativas. Más adelante podremos ver cuáles son estas áreas de oportunidad para esas prácticas operativas.

Aquí nosotros podemos ver como mencionaba en estos elementos de evaluación, el pozo Tabaco-1 que es uno de los pozos considerado cercano al pozo Canilluda-1, a la localización Canilluda-1 y dentro de las problemáticas observadas en la perforación de este pozo fueron: las pérdidas por permeabilidad, la inestabilidad del agujero, empaques de la sarta por pobre limpieza del agujero, resistencias, fricciones, inestabilidad del mismo agujero, un desvío del pozo, pérdidas de circulación, atrapamientos de TR y gasificación y quiebres de circulación.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

conexiones superficiales de 3,100 para el control de las posibles presiones originadas por el yacimiento.

La columna geológica va atravesar desde el reciente hasta el mioceno superior y alcanzar una profundidad de 2,593 metros verticales bajo mesa rotaria.

La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental es la autorización en Materia del Impacto y Riesgo Ambiental para el "Proyecto Ogarrio-Magallanes".

Los costos de perforación y de terminación están definidos para el primero de 85 millones de pesos para la terminación de 18 millones de pesos dando un total de 103 millones de pesos el costo de este pozo.

Dentro de la estrategia y objetivo planteado es incorporar reservas de hidrocarburos en rocas constituidas por areniscas de edad Mioceno Superior y la reserva a incorporar se estima en su valor medio de 34 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, estimando una probabilidad de éxito geológico de 38% y una probabilidad de éxito comercial de 37%.

La clasificación del pozo está en busca de nueva acumulación, el objetivo es el Mioceno Superior y encontrar como hidrocarburo aceite ligero. Las presiones definidas para este pozo, tenemos la presión de fondo en el yacimiento de 3,700 libras y en el cabezal de 1,350 libras.

La temperatura de 72° centígrados. La profundidad programada total sería de 2,593 metros verticales bajo mesa rotaria y con un desarrollo de 2,861 metros bajo mesa rotaria, por lo tanto es un pozo desviado, tipo J.

Dentro de la Sección Estructural considerada, se definió la trampa para el Mioceno Superior es de tipo combinada principalmente estratigráfica, presentando un cierre estructural contra falla normal. El sello lateral lo constituyen cambios de facies a lutitas dentro de un ambiente de plataforma en facies de barras de frente deltaico.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Este tipo de análisis en la columna derecha ustedes pueden ver cómo de alguna manera se fue solucionando los problemas que se fueron presentando. Pero aquí yo quisiera hacer mención de que estos son pozos que se perforaron en 1968 y 1988, dos en 68 y uno en 88, entonces son pozos que normalmente utilizaban fluidos base agua y al tener nosotros, en este caso, formaciones lutíticas, muchas veces no se consideraban la parte de comportamiento de arcillas hinchables, no teníamos nosotros en esas épocas estudios de geomecánica del pozo por ejemplo, entonces los fluidos de perforación pues más bien se definían en base a los pozos perforados con anterioridad y muchas veces esas lecciones aprendidas no se manifestaban.

En este caso pues obviamente con los avances técnicos tenidos ya en la parte de fluidos de perforación sobre todo, con la parte de ya estudios mucho más complejos de química de las arcillas y todo eso, pues ahora tenemos mayores elementos de juicio como para poder definir un pozo con mayores ventajas operativas como es el caso de Canilluda que nos ocupa, porque como más adelante también vamos a ver ya vamos a utilizar otro tipo de fluido, considerando esas características geológicas presentadas.

Y sobre todo con las lecciones aprendidas de estos 3 pozos que manifesté y este es el primero de ellos, dentro de éstos, pues aquí podemos ver la correlación de esos tres pozos manifestados del pozo Tabaco-1, del Pelicano-1 y de Maní-1.

El pozo Tabaco-1 es el que acabo de describir y en el Maní-1, por ejemplo, hubo un accidente mecánico la altura del Jurásico Superior Kimmeridgiano, en el Pelicano-1 resultó invadido de agua, en el Maní que es éste que tenemos aquí, este fue el que tuvo un accidente mecánico y el Tabaco-1, que es el que acabo de describir, resultó improductivo en el cretácico.

En ésta tratamos nosotros de ver precisamente lo que yo les estaba comentando. Aquí tenemos digamos que el pozo programado, tenemos la ventana operativa, las profundidades y el tipo de fluido que nosotros vamos a utilizar. Aquí vemos que ahora el tipo de fluido estamos utilizando, en lugar de un fluido bentonítico que normalmente se utilizaba para las primeras etapas, estamos utilizando un fluido polimérico y en lugar





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de un fluido base agua para el resto de las formaciones lutíticas que en este caso se esperan del tiempo en hinchable y que por eso hay ese tipo de atrapamientos, por eso hay este arrastre dentro de la tubería eso ocasiona en determinado momento perdidas de circulación.

Todos estos elementos ya con este tipo de fluidos y las densidades que se están utilizando considero que muchos problemas se van a evitar, aquí hicimos una composición precisamente. Esta es la gráfica de los tiempos que se llevaría la perforación de este pozo que serían 50 días efectivos y aquí tenemos lo que les comentaba, el pozo Pelicano-1 perforado en 1968 que es el más cercano en distancia a este, lo vemos de un comportamiento muy similar al que ahorita se está planteando a la perforación aunque a diferentes profundidades.

Sin embargo, aquí vemos el pozo Tabaco-1 y el pozo Maní-1 en donde vemos estas plataformas en donde precisamente pues hubo la parte de pescados, la parte de actividades de pesca de éstos, los problemas de pérdidas de circulación. Incluso en este pozo hubo necesidad hasta cambiar el equipo de perforación para poder continuar con la perforación del pozo.

Entonces eso nos lleva a ver que ya todas esas lecciones aprendidas de alguna manera han sido cristalizadas en la perforación de éste, por lo tanto esperamos que tengamos realmente este comportamiento y ya evitemos este tipo de problemáticas por el uso precisamente de esos fluidos de perforación.

Entonces la predicción de presión de poro fue calculada a partir de información sísmica y petrofísica calibrada con pozos de correlación, aplicando métodos estándar de la Industria. El estado mecánico propuesto para la localización Canilluda-1, por lo tanto nos deja satisfechos y manifestamos que cumple con los objetivos planteados.

En lo concerniente a la terminación de este pozo, la tubería de producción seleccionada posee las características de transporte de hidrocarburos, resistencia a esfuerzos y resistencia a la abrasión requeridas de acuerdo a la información proporcionada.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En cuanto a las condiciones de la formación para la evaluación del potencial productivo del objetivo geológico se previeron las medidas necesarias para minimizar el daño a la formación las cuales consideran las operaciones de lavado de pozo dejándolo en el seno de agua filtrada, uso de fluido de terminación y empacamiento limpio, así como una dosificación con inhibidor de corrosión y disparos bajo balance con pistolas para puentear precisamente los daños de hasta 6 pulgadas de penetración de estas pistolas.

Las conexiones superficiales de control, las consideramos adecuadas a las presiones esperadas en el cabezal durante la perforación y prueba del pozo.

La predicción de presión de poro fue calculada a partir de la información sísmica y petrofísica calibrada en los pozos de correlación aplicando los métodos estándar de la industria normalmente el de ITONS y BAUS que se utilizaron también aquí.

Los equipos materiales y herramientas programados se juzgaron adecuados para la ejecución de las etapas del proyecto pozo y el taponamiento considera obturar los intervalos probados y establece longitudes de cada tapón con cobertura suficiente para cada TR del pozo en secciones críticas de la misma, para este existe toda una normatividad que Petróleos Mexicanos nos observa para realizar este tipo de taponamiento, y por lo tanto se satisfacen los requisitos establecidos por la regulación actual.

Aquí pusimos como en la gráfica anterior vimos ahí el estado mecánico y la ventana operativa, pues aquí aprovechamos para poner un esquema de cómo quedaría el taponamiento del pozo de acuerdo a esta normatividad que observa Petróleos Mexicanos.

Por lo tanto de la evaluación de la documentación técnica recibida y considerando los elementos de evaluación descritos, se determinó que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impiden desarrollar la perforación del pozo Canilluda-1. Eso es todo Comisionados.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Ingeniero, colegas Comisionados está a su consideración, algún comentario, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo realmente al ver los datos estoy cada vez más optimista, si ven ustedes el costo de este pozo contra la reservas que va a incorporar, son 103 millones y va a incorporar 34 con 38% de éxito lo cual te da 14 millones en valor esperado; el anterior que nos enseñaron tenía un valor esperado de 15, entonces éste incorpora más o menos las mismas reservas y cuesta la cuarta parte, entonces éste es un pozo que se ve bastante bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nuevamente en relación al costo de descubrimiento, se ve mucho mejor el pozo es mejor vamos a decir es mejor el terrestre, y yo creo que Petróleos Mexicanos, está regresando otra vez a la parte terrestre, son pozos que cuestan una quinta parte que el anterior, hago la comparación con el anterior.

La anterior costaba 493 millones de pesos, éste va a costar 103 millones de pesos y los dos llegan más o menos a la misma profundidad, el anterior, el pozo de aguas someras son 26 metros, y éste que es terrestre llega el primero a 2,435 y este es un poquito más profundo, más o menos tarda lo mismo en perforarse, pero éste es el costo de descubrimiento. Después tendrá que sumarse el costo de desarrollo y el costo de desarrollo en la parte marina es mucho más caro que en la parte terrestre.

Y también por otro lado, podremos comparar los grados API y los dos son aceites, el planteamiento que se tiene de las estimaciones es que son arriba de 30 grados API, el terrestre de 31 grados API y el marino de 27 a 36 API, ojalá que esto se pueda en poco tiempo transformar en reserva, ahorita son recursos prospectivos son los cálculos que hacen los geólogos de las probabilidades de éxito y posteriormente ojalá ya se llegará a estos descubrimientos habría que estimar los costos de desarrollo, también los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

factores de recuperación posibles dependiendo de la formación y del tipo de empuje que se están presentes en los yacimientos etcétera.

Pero lo que sí se ve muy claramente es que los costos de descubrimientos son muy rentables para Petróleos Mexicanos, ya sea marino o terrestre como la ha venido comentando el comisionado Moreira.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno aquí en las notas que yo tengo quisiera que me confirmaran si este dato que tengo forma parte de los documentos que se prepararon para efecto de la aprobación del pozo respectivo.

Dice una parte de estos documentos: aún cuando Pemex confirma la densidad del hidrocarburo esperado 31° API se identifica la posibilidad de obtener un fluido distinto al esperado tomando en consideración la temperatura manifestada de 72° centígrados.

Yo quisiera primero que me confirmaran si este dato viene en los documentos, segundo, qué es lo que se quiere decir exactamente con esta expresión de que hay posibilidades de que no se encuentre el hidrocarburo que se está planteando y tercero si este dato formaría parte del documento que se le notifica haría Petróleos Mexicanos dentro de la resolución.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí efectivamente el dato viene ahí como lo especificábamos, son 73 grados centígrados que se espera, Petróleos Mexicanos estima que se va a tener un aceite ligero, nosotros pusimos esa duda en cuanto al aceite ligero precisamente por los 73 grados centígrados que es temperatura más característica de un crudo más pesado que de un crudo ligero, deberíamos nosotros ahí tener una mayor temperatura para que fuera ligero.

Por eso esa duda manifiesta y que fue de alguna manera incluida dentro del dictamen técnico correspondiente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lo que se traduciría en un hidrocarburo de menor valor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La autorización de perforación de pozos, dentro de lo que tendríamos de la integridad del pozo. Esta parte que tiene que ver con qué resultados va a obtenerse del pozo, en realidad está un poquito más allá de lo que es la autorización misma del pozo.

Si se puede poner como una observación, que así lo estamos considerando, y viene un poco en el dictamen técnico del área, y en realidad es un poco la observación que se hizo de acuerdo a los datos dados por Petróleos Mexicanos, y un poco los pronósticos geoquímicos que podrían verse de la misma área, y sí se tendría considerado y como una observación del mismo Órgano de Gobierno si Ustedes lo consideran así, se podría poner como una observación en la misma resolución.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Me queda claro que no podría ser un elemento suficiente como para rechazar la autorización pero en razón de que creo que sí contribuye a una mejor toma de decisiones de la propia empresa considero pertinente que el documento que se le notifica a Petróleos Mexicanos venga esta observación que está haciendo el área técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente, gracias. No sé si pueda regresar unas láminas ahí donde están las esas, ahí donde están las curvas de tiempo contra profundidad.

Ingeniero Alcántara, Pelicano, Tabaco y Maní son los análogos de este pozo. Si son análogos de este pozo? Esto que decían, esa línea horizontal roja que se ven algunas en un par de ellas es donde tienen problemas para seguir profundizando en ese pozo porque ya sea un problema mecánico o que están pescando, etc.

Pero dos de los tres que tenemos ahí, sí se están llevando mucho tiempo.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO  
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y comentaba un poco sobre que esa experiencia ya la habían capitalizado en el pozo que están proponiendo para perforar, digo con la intención de que no vaya a suceder algo de esto y esos números alegres del costo de descubrimiento vaya a ser que se incrementen debido al los tiempos de atraso de perforación, etc.

Pero no sé si nos pueda platicar un poco más de qué fue lo que capitalizaron, nadamás el lodo de perforación, van a poner otro equipo, van a tener más supervisión, qué es lo que van a hacer o qué les podemos recomendar como Órgano de Gobierno que no pasen estas cosas, digo la geología puede ser muy complicada en esas zonas pero de alguna manera ya hay tecnología herramientas que pueden permitir observando mientras uno va perforando, tener una herramienta ir tomando la decisión, alguna supervisión yo creo específica para garantizar estos costos de descubrimiento que se lleven a cabo, que son costos que nos ponen contentos pero que sí hay un riesgo porque dado de sus pozos análogos han tenido por ciertos problemas hace que se retrase la terminación de estos pozos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO  
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, Yo mencionaba mucho en cuanto al fluido de perforación porque la parte del fluido primeramente mantiene una estabilidad del agujero precisamente con el uso de emulsión inversa sobre un área de lutitas.

Con eso evitamos problemas de torque, problemas de arrastre y esa estabilidad misma del agujero, eso ya es un avance considerable, porque ya ahí donde se observa esta plataforma que hace mención el Comisionado porque ya ahí hubo un pescado, hubo actividades de pesca, hubo incluso pérdidas de circulación totales que se llevaron alrededor de un mes en solucionar nada más una pérdida, y van a considerar precisamente herramientas para ir vigilando a través de la perforación el comportamiento del agujero y el comportamiento mismo de los pozos de perforación. Son de los detalles que nosotros observamos que si pueden reducir drásticamente y cumplir precisamente con ese objetivo de 50 días.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Ingeniero, algún otro comentario. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que lo que señala el Comisionado Franco es muy importante, nosotros estamos tomando una decisión en base a una información presentada seguramente con la mejor información que existe, pero si el 21 de noviembre no checamos nosotros que pasó corremos el riesgo de que costó más o que se tardó mucho más y que los números son números alegres, entonces si nosotros no controlamos la calidad de información con la cual estamos operando sí estamos en un riesgo y hay que apuntarlo ahí 21 de noviembre hay que checar si ya se terminó esto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy importante el seguimiento por supuesto. ¿Alguna otra observación? Bien, entonces si les parece adecuado pasamos a la lectura de la propuesta de acuerdo, licenciado Galindo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.35.002/16**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción, empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, la perforación del pozo exploratorio Canilluda-1.

### **ACUERDO CNH.E.35.002/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Canilluda-1, ubicado en la asignación AE-0043-2M-Agua Dulce-02, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, antes de eso Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más Comisionado Presidente agradecer al equipo técnico de exploración, al equipo jurídico, al equipo de la Secretaría Ejecutiva que fueron los responsables de diseñar estos procesos, programas, a mi equipo de asesores que estuvieron ahí hostigándolos todo el tiempo para que esto salieron lo mejor posible y que les prometo lo vamos a seguir haciendo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, me sumo al reconocimiento de todo el equipo, muchas felicidades a todos. Bien, con esto damos por terminada esta sesión del Órgano de Gobierno, 35a Sesión. Muchas gracias colegas Comisionados, Secretario Ejecutivo, a todo el equipo técnico, a José Chernovetzky que nos ayuda con la transmisión y a todo su equipo y a quien nos ven muchas gracias, buenas noches”.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 20:04 horas del día 10 de agosto de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 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 designado para esta sesión.

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

Claudio Galindo Montelongo  
Secretario en esta sesión