Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:07 horas del día 23 de mayo del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, Colonia Tlacoquemecatl del Valle, Delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Décima Novena 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 Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0909/2016, de fecha 20 de mayo de 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 Secretaria 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.

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

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para obtener la autorización previa para celebrar alianzas o asociaciones en las que se ceda el control corporativo y de gestión o el control de las operaciones en el área contractual respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Maximino-101.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Jaatsul-1DL.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Uchbal-1.

El orden del día se aprobó por unanimidad, sin embargo, el Comisionado Presidente realizó una precisión en el primer punto del documento, en los términos que acontinuación se señalan:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muchas gracias, Licenciado Galindo.

Como ya lo manifesté, estoy de acuerdo con el Orden del Día, nada más que viendo el título del primer asunto, dice: "Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para obtener la autorización previa para celebrar alianzas o asociaciones", y luego habla de que se cede el control y demás. Yo creo que es un concepto más general, yo creo que no está restringido nada más a la cesión de control y de operaciones, porque en los otros casos se entrega información y hay algunas otras disposiciones normativas, ¿no? O sea, los Lineamientos también prevén los otros casos, a lo mejor es un tema menor, pero yo sugiero que el título sea genérico y que dijera, si ustedes lo ven bien, "Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para obtener la autorización previa para celebrar alianzas o asociaciones en las que se ceda el control...", y quitar eso, "que se ceda el control", son los Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los contratos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Quizá ligarlo al artículo 15 de la Ley, que son esos dos supuestos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Así es, porque aquí en el título, Licenciado Galindo, quedó muy específico y la regulación versa inclusive sobre otros casos. Si a ustedes les parece bien, yo creo que son Lineamientos por los que se establecen los registros y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. ¿Cómo lo ven, comisionados?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Con ese ajuste a este punto y que sería el título de esta regulación, damos inicio al desahogo del Orden del Día, licenciado Galindo, por favor."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la modificación al título del primer punto del orden del día, quedando como se señala a continuación.

II.- Asuntos para autorización

II.1. Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la maestra Teresa Gallegos Ramírez, Directora General de Contratos.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Adelante, Directora General.

DIRECTORA GENERAL DE CONTRATOS, MAESTRA TERESA GALLEGOS RAMÍREZ.-Gracias. Buenas tardes.

Tal como lo cita el Orden del Día, se presenta el anteproyecto de los lineamientos citados.

Conforme a lo establecido en el artículo 31, fracción XI, de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a esta Comisión la aprobación de la cesión del control corporativo y de gestión y de las operaciones, en términos de lo establecido en el artículo 15 de la Ley y en sus Lineamientos.

El objeto de los Lineamientos es establecer los requisitos y el procedimiento mediante los cuales esta Comisión resolverá las solicitudes de autorización que presenten los contratistas.

Dentro de los principales requisitos que deberá acompañar el contratista en su solicitud se resaltan los siguientes.

En el caso de la cesión de control de operaciones, deberá presentar la documentación que acredite que el potencial cesionario reúne las capacidades técnicas, de ejecución y experiencia.

En ambos casos, ya sea una cesión de control de las operaciones o control corporativo y de gestión, el potencial cesionario deberá acreditar la capacidad financiera y la procedencia de los recursos.

Asimismo, en ambos casos deberá presentar manifestación bajo protesta de decir verdad que declare que, de autorizarse la cesión, ésta no afectará las capacidades necesarias para que el contratista pueda continuar con la conducción de las actividades petroleras.

El potencial cesionario, además, deberá asumir sin condición alguna y de manera solidaria la totalidad de las responsabilidades inherentes al contrato.

En caso de pretender ceder el control de las operaciones, también deberá presentar el plan de transición del sistema de administración propuesto por el potencial cesionario, o bien la documentación que acredite la experiencia para operar dicho sistema.

Esta Comisión, para efectos de hacer la evaluación de la procedencia de la solicitud, verificará que el contratista acredite los requisitos señalados, considerando los criterios de precalificación establecidos en las Bases de Licitación del contrato respectivo. En caso de que el contrato no venga derivado de una licitación, la Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá utilizar un proyecto análogo dentro de los que existan dentro del Registro Público de la Comisión. En caso de no existir un proyecto análogo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en coordinación con la Secretaría de Energía, determinará cuáles serán esos criterios de precalificación.

En caso de que el potencial cesionario cuente con una constancia de precalificación emitida por esta Comisión, no será requerido de presentar la documentación para acreditar las capacidades señaladas, y según sea el caso, siempre que presente una manifestación bajo protesta de decir verdad, que declare que sus capacidades evaluadas no han sufrido detrimento alguno desde su acreditación hasta la presentación de la solicitud.

Los Lineamientos establecen el procedimiento con base en lo establecido en el artículo 15 de la Ley, contemplando los plazos establecidos en dicha disposición, en los cuales se incluye a partir de la solicitud, el procedimiento que se dará vista a la Secretaría de Energía para que emita sus observaciones y, posteriormente, la Comisión emitirá una resolución.

Existirá la posibilidad de que la Comisión haga una prevención al contratista y el contratista tendrá el plazo que se establece en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo para el desahogo de prevención.

Una vez autorizada la cesión dentro de los 30 días siguientes, la cesionaria y cedente formalizarán el convenio de cesión.

Una vez formalizado el convenio de cesión, se firmará un convenio modificatorio del contrato respectivo. Dicho convenio modificatorio, independientemente de que se haya autorizado la cesión, previo a que se firme, se tendrán que haber cumplido todas las autorizaciones, permisos y cualquier otro documento que

acredite que el cesionario cuenta con las capacidades para poder dar continuidad a la conducción de las actividades petroleras.

De los cesionarios no autorizados, es decir, los que no podrán ser autorizados por medio de la Comisión, serán aquellos previstos en el artículo 26 de la Ley, incluyendo los que se encuentren inhabilitados; los que tengan incumplimientos graves, incluyendo el licitante ganador que omitió firmar el contrato que le fue adjudicado; el que utilice a terceros para evadir lo señalado en el artículo 26; el que presente información falsa o incompleta y que no subsane dicho incumplimiento y las demás que establezcan las Bases de Licitación; las que contravengan los lineamientos, Bases de Licitación o contrato respectivo, o cualquiera que contravenga cualquier disposición normativa aplicable.

Cabe señalar que en la elaboración del presente anteproyecto se integró un Consejo Consultivo en el que participó la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por lo tanto, se solicita al Órgano de Gobierno apruebe el envío del anteproyecto de estos Lineamientos a la COFEMER, considerando que una vez concluido el proceso correspondiente y realizadas las adecuaciones pertinentes, en su caso, se presentará la versión final ante este Órgano de Gobierno para aprobar su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muchas gracias, Directora General. Colegas comisionados, está a su consideración este proyecto de regulación.

Para recapitular lo que apuntó la Directora General, se trata de un proyecto de regulación mediante el cual normamos el procedimiento y los requisitos que tienen que observar los contratistas cuando quieran ceder parte del interés económico o la operación de un contrato de exploración y extracción.

Como ustedes lo saben, la Ley señala que en circunstancias específicas, este tipo de operaciones en donde se ceda el control operativo o se ceda la operación requiere la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Asimismo, se norman los procedimientos para este tipo de operaciones y cómo se deben de informar y documentar algunos otros.

Lo que ha apuntado la Directora General es que en este proyecto de regulación lo que se establece es un procedimiento consistente con lo que hemos hecho en las licitaciones. Si un consorcio quiere sustituir al operador, por ejemplo, el operador que entre a tomar su lugar tiene que cumplir los mismos requisitos que se establecieron en las Bases de Licitación, lo mismo para un socio financiero, es decir, se mantiene la consistencia, los requisitos que establecimos en las Bases de Licitación, sea para los operadores o para los financieros, se extienden, naturalmente, para quienes luego deseen sustituir a éstos mediante algún acuerdo entre ellos. Entonces, los requisitos serían los mismos.

Se establece también, como se señaló, que en el caso específico de empresas que hayan sido adjudicadas como ganadoras de un concurso, como es el caso que ocurrió recientemente en la Tercera Licitación, y que no hayan suscrito el contrato, como debieron haberlo hecho, estas empresas no podrán ser socios de las empresas que son ahora adjudicadas en segundo lugar. Se establece ahí una clara prohibición a las empresas que, habiendo sido adjudicadas en primer lugar, no hayan suscrito los contratos que fueron adjudicados, estas empresas no podrán ser socios de las empresas que ahora son adjudicadas como segundos lugares.

Se observan los principios que se establecen en las Bases de Licitación, se mantiene esa consistencia, se señala esta circunstancia específica y también, lo mencionó la Directora General, en el caso de contratos que suscriba hacia adelante la Comisión Nacional de Hidrocarburos que no deriven de una licitación. ¿Cuáles son esos casos? Los únicos casos que prevé la ley son los que resulten de las migraciones. En esos casos, se observarán los requisitos de campos análogos, es decir, si se trata de una migración en un campo costa adentro y porque fue una migración no existen unas Bases de Licitación con los criterios de

precalificación, los criterios que se impondrán serán los del campo análogo de un concurso que sí se haya realizado en campos en tierra.

En los criterios nos referimos a las Bases de Licitación siempre y cuando no exista un concurso, se busca un análogo en las Bases de Licitación. Y luego el caso específico que ya mencionamos, la prohibición a quienes, siendo adjudicados en primer lugar, no suscribieron, no podrán ser socios de los segundos lugares.

Abro la mesa a sus comentarios, colegas comisionados. Le pido al licenciado Galindo, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.E.19.001/16

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, II, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción IV, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que el Proyecto de Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que fue presentado en la sesión, sea enviado a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, en los términos de los artículos 69-H y demás relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Maximino-101.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muchas gracias. Director General, adelante.

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

Me voy a permitir presentar para su aprobación el pozo Maximino-101. Quisiera mencionar algunos antecedentes jurídicos para mencionar las atribuciones que la CNH tiene para emitir autorización, en función del artículo 36 de la Ley de Hidrocarburos y artículos 38 y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, para pozos exploratorios, para pozos en aguas profundas y ultra profundas y pozos tipo que se utilicen como modelos de diseño. Esto fundamentado en la resolución CNH.08.006/14, la cual establece los criterios para autorizar a Petróleos Mexicanos la perforación de pozos, en tanto se emite la regulación específica.

Dentro del cumplimiento de requisitos que se deben tener es que, de acuerdo al Tercero, en caso de tratarse de un pozo exploratorio, Pemex deberá cumplir con los requisitos que establecen los Lineamientos para la autorización de trabajos de perforación de pozos en las actividades de Exploración y Explotación de

Hidrocarburos, con base en los Lineamientos emitidos por SENER en junio de 2012.

Pemex debe contar con una asignación vigente, la cual cumple totalmente, ahorita vamos a ver el número de asignación.

La solicitud se debe presentar ante la CNH mediante escrito acompañado de los documentos e información a que hace referencia el artículo 4 de los Lineamientos. Esto fue presentado el 4 de abril de 2016.

Dicha solicitud, así como la documentación e información, deben presentarse ante la Comisión con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación. Esto debería cumplirse el 1 de junio de 2016.

La CNH cuenta con un plazo de 25 días hábiles para resolver sobre su otorgamiento, que sería el 24 de mayo de 2016.

El pozo que nos ocupa es el Maximino-101, cuyo número de asignación es la AE-0080 – Cinturón Plegado Perdido – 06. El proyecto de inversión pertenece al Área Perdido. El Activo es el de Exploración en Aguas Profundas.

Tiene un tirante de agua de 2 mil 909 metros. Los objetivos geológicos son el Eoceno Inferior Wilcox, en el intervalo de 5 mil 280 y 5 mil 665 metros verticales bajo mesa rotaria, y el mismo Eoceno Inferior Wilcox, pero ahora en el intervalo de 5 mil 665 a 5 mil 870 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo que se espera encontrar es aceite superligero.

El programa de perforación y terminación del pozo se pretende iniciar el 1 de junio y su terminación está proyectada para el 23 de septiembre de 2016.

Las principales características del equipo de perforación que se va a utilizar para la perforación de este pozo es una plataforma semisumergible, la Centenario GR,

cuya capacidad máxima de perforación es de 12 mil 192 metros y cuyo tirante de agua nominal es de 3 mil 48 metros.

La columna geológica programada va a atravesar una columna que va desde el Reciente hasta el Eoceno Inferior Wilcox, como mencionaba con los dos objetivos anteriores, a una profundidad de 5 mil 870 metros verticales bajo mesa rotaria y 5 mil 995 metros desarrollados bajo mesa rotaria. Éste es un pozo de los denominados J.

Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental, la ASEA emitió una autorización en materia de impacto y riesgo ambiental para el Proyecto Integral Marino de la Región Norte, bajo el cual auspicia su desarrollo en cuanto a esta dependencia.

El costo de perforación es de mil 501 millones, el de terminación de 135 millones, con un total de mil 636 millones. Yo quisiera mencionar en cuanto a este monto que en relación con el pozo Maximino-1, que se perforó en el año 2012-2013, hay una reducción sustantiva de aproximadamente el 50 por ciento en cuanto al costo que este pozo presenta.

Este pozo está ubicado en el talud continental del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tamaulipas, dentro de la Zona Económica Exclusiva de México, en la asignación vigente AE-0080 – Cinturón Plegado Perdido – 06, dentro del Proyecto Área Perdido del Activo de Exploración Aguas Profundas.

Está localizado a 243 kilómetros de la ciudad de Matamoros, a 215 kilómetros de la costa, a 11 kilómetros del pozo Maximino-1, que es el antecedente que mencionaba, y a 35 kilómetros del pozo Maximino-1DL.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-¿Dónde está ubicado el Maximino-1? No lo alcanzo a ver.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Éste es el Maximino-101 y el Maximino-1 está

en la parte de aquí arriba, junto a Supremus, está a 7 kilómetros de Supremus, aproximadamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Es cercano a Supremus.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, es cercano a Supremus, a 7 kilómetros, y a 11 kilómetros de Maximino-1.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Éste es un explorador, no es un delimitador, significa que no van sobre el yacimiento originalmente descubierto, están yendo a descubrir otro yacimiento. ¿Estoy en lo correcto?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Más bien es para confirmar el área que están desarrollando. Ya hubo un delimitador anterior a éste, nada más que este pozo está dentro de una estructura que inicialmente se pensaba que era una sola estructura y ahora, desde que éste se presentó, la Comisionada Alma América Porres les comentó que, desde su punto de vista, esta estructura eran más bien dos estructuras, no era una sola.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, este Maximino-101 es una estructura distinta a donde se ubica el Maximino-1.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Precisamente, a diferencia de donde están Maximino-1 y Maximino-1DL.

Si recordamos un poco, Maximino-1DL fue un pozo que tuvo un problema a la hora de bajar el cabezal y el stack de preventores y el riser, y fue necesario hacer un cambio y perforar Maximino-1DL alterno, a 45 kilómetros al noroeste del originalmente planeado como DL.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ingeniero Alcántara, comentabas que Maximino-1, comparado con este Maximino-101, costó 50 por ciento más.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aquel ya es dato real, ¿no?

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Aquí nos están diciendo que va a costar este Maximino-101 mil 636 millones. ¿Eso cómo lo interpreto? ¿Que posiblemente nos cueste más caro de lo que están diciendo? ¿Que sí va a llegar a más de dos mil millones? Porque el otro ya es dato real y éste es programa, y pueden pasar muchas cosas durante la perforación.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo creo que no. Por eso mencionaba el año en que se perforó Maximino-1, porque eran los inicios de Petróleos Mexicanos para la perforación de los pozos en aguas profundas, entonces la incertidumbre era elevada, se pasó de la perforación de aguas someras a aguas profundas con una gran celeridad. Yo creo que aquí fue el costo por ese tiempo, por ese cuidado que se tuvo para la perforación de ese pozo y no llevarlo a situaciones extremas que pudieran desembocar en alguna situación fatal dentro de la perforación, entonces creo que ese fue el objetivo de llevar ese pozo con un poco de más cuidado y con un poco de más tiempo. Después de haber perforado todos estos pozos en aguas profundas, sobre todo –en este caso– el tercero de Maximino, ya la estructura es mucho más conocida y los elementos para fijar las estrategias de perforación serían mucho más fáciles de desarrollar.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, esa curva de aprendizaje nos permite que tengamos pozos más baratos y en menos tiempo, y eso es lo que esperamos del Maximino-101.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la misma línea, en los últimos dos años se han caído tremendamente los costos de perforación sencillamente porque se ha disminuido la actividad exploratoria en aguas profundas, se ha caído la inversión en la parte no convencional y en aguas profundas. ¿No será que las plataformas ahora son más baratas que antes más que una razón de eficiencia? ¿Qué proporción hay entre una y otra?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Efectivamente, dada la oferta que actualmente existe de plataformas por la situación petrolera que vivimos mundialmente, puede reducirse el costo, pero yo creo que aquí la parte sustantiva es el tiempo de perforación más que el equipo, el tiempo de perforación que –como decía– se reduce drásticamente por el conocimiento de aquellas áreas que ya vamos teniendo. Incluso Petróleos Mexicanos ya puede en determinado momento clasificar áreas, tiene ya algunas zonas de alta presión, tiene algunas zonas ya conocidas en la parte de la sal, en fin, tiene ya todo ese camino un poco más recorrido y eso viene a redundar en esa disminución de costo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pero tenemos algún estimado que diga que la plataforma semisumergible costaba equis pesos y ahora cuesta equis sobre dos, una cosa así?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, una plataforma costaba 500 mil dólares por día y ahora están del orden de 400 mil y a veces en menos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La cifra que tengo detectada es que los costos integrales en exploración y extracción en el mercado, derivado de la caída del precio del hidrocarburo, son como de 25 por ciento, es lo que hemos detectado y revisado con algunas agencias que dan seguimiento a los precios, es más o menos una reducción en el mercado ahorita de 25 por ciento en los costos integrados. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esos equipos de perforación ¿Cuándo fueron contratados esos equipos de perforación? Porque puede ser que hayan sido contratados cuando el precio del hidrocarburo andaba en 100 y no sé si haya algún esquema dentro del contrato que conforme bajen los precios, vayan bajando las rentas. Yo no sé el equipo si es que nos dijeron qué equipo de perforación va a perforar este pozo ¿Cuándo fue rentado?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Fue rentado, pero sí tienen ese esquema de que si la oferta es más abierta, estos costos se reducen.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perfecto. Nada más como curiosidad, ¿cuántos días de perforación duró el Maximino-1 cuando estábamos en la curva de aprendizaje y ahora cuántos días va a durar este Maximino-101?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Maximino-1 duró ocho meses, se perforó del 6 de diciembre de 2012 al 17 de agosto de 2013. Este Maximino va a durar cuatro meses, así que se reduce sustantivamente, que es lo que decíamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Adelante, doctor, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si se hacen las matemáticas, debería reducirse más. Si el otro costó 2 mil 600 en ocho meses y éste son tres y medio, automáticamente te llevaría el precio a la mitad, a costar mil 200, pero 25 por ciento menos lo llevaría a 900.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En teoría, sí, de una operación matemática directa sí podría darse el caso. El problema de aquí es también una serie de eventos que se pueden dar dentro de la perforación del pozo, como son pérdidas de circulación, como son arrastres, como son pegaduras de tubería, que finalmente tuvieron que solucionar durante la etapa de perforación en el otro, y eso, aparte de tiempo, aparte del personal, conlleva una serie de gastos extra en herramientas, materiales y todo eso.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces, ¿el costo del pozo que tenemos ahorita considera esos posibles riesgos y tenemos ahí guardado un fondo contingente por si pasa eso?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSE ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo creo que en éste están consideradas esas lecciones aprendidas tanto en Maximino-1 como en 1DL, aunque no creo que haya un fondo contingente esperando si fuera necesario, pero yo creo que este monto está muy apegado a esa expertise adquirida y con la cual se va a desarrollar este pozo actualmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Gracias, Director General. Adelante, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El objetivo en este pozo es evaluar el potencial económico de hidrocarburos contenidos en secuencias siliciclásticas del play Eoceno Inferior Wilcox depositadas en ambientes de cuenca, en facies de arena, complejo de canales y desborde de canal.

El recurso prospectivo esperado es de 93 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Dentro de éstos, son alrededor de 61 millones de barriles de aceite y 160 millones de pies cúbicos de gas, que es lo que hace este recurso prospectivo estimado de 93 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, asociado a una probabilidad de éxito geológico del 53 por ciento y de éxito comercial del 40 por ciento.

Este pozo, como decía, es un tipo desviado, del tipo J. La clasificación es en busca de nueva acumulación.

El objetivo es el Eoceno Inferior Wilcox. El hidrocarburo esperado es aceite superligero.

La presión esperada en el yacimiento para el primer objetivo que mencionaba es de 10 mil 900 libras, y para el segundo objetivo es de 11 mil 288. La temperatura es de 88 grados para el primer objetivo geológico y de 94 grados centígrados para el segundo. La capacidad de control del preventor instalado para este equipo es de 15 mil libras, está bastante holgado para su desarrollo.

La profundidad total programada es de 5 mil 870 metros verticales y de 5 mil 995 metros desarrollados.

El pozo Maximino-101 se posicionó en un anticlinal asimétrico orientado noreste-sureste, limitado en sus flancos por fallas inversas, considerándose éstas de edad Oligoceno tardío-Mioceno temprano. La trampa tiene cierre estructural en cuatro direcciones. El área para las arenas del Eoceno Inferior Wilcox consta de 8.2 kilómetros cuadrados.

Dentro del análisis que se hizo a este pozo de la información documental proporcionada por Pemex, nosotros podemos ver aquí el estado mecánico del pozo con el considerado como diseño principal, dado que normalmente presentan los estados mecánicos con algunas alternativas de solución en caso de presentarse algún problema dentro del diseño. También podemos ver la ventana

operativa en cuanto a presión de poro, presión de sobrecarga, que no representa tampoco mayor problema para el desarrollo de este pozo.

Por lo tanto, de la evaluación de la documentación técnica recibida se determinó que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación de la localización Maximino-101.

Ese es el aspecto técnico de este pozo, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muchas gracias, Director General. Colegas comisionados, ¿algún comentario adicional? Doctora Comisionada, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo quisiera hacer una solicitud que se ha venido haciendo en algunos de los Órganos de Gobierno cuando se tienen estos casos.

El nombre del pozo es Maximino-101 y en realidad no es dentro de la misma estructura de Maximino, es otra estructura independiente de Maximino-1 y de Maximino-1DL. Finalmente, el Maximino-1DL, que en principio era un delimitador del yacimiento de Maximino, fue otro yacimiento, entonces ya traemos un tren estructural. Maximino-1DL encontró un yacimiento independiente al que fue Maximino-1, que es otro yacimiento independiente, y éste es otra estructura independiente a los dos anteriores. Por lo tanto, el nombre confunde –al principio se confundieron y la respuesta también confundió– en el sentido de que no es del mismo yacimiento, son tres estructuras independientes. Por lo tanto, nosotros hemos hecho una solicitud como Comisión Nacional de Hidrocarburos a Petróleos Mexicanos que aunque vayan a una estructura independiente, no deberían tener el mismo nombre del yacimiento original.

Una vez más, es una solicitud a Petróleos Mexicanos que no debe de nombrar a una estructura independiente, sabiendo que va a ser un yacimiento

independiente a los otros dos, con el mismo nombre porque es una confusión, parecería que es el mismo yacimiento.

Como solicitud a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es por eso la urgencia de sacar los Lineamientos de autorización de pozos, porque ahí vienen las denominaciones de los pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Adelante, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo quisiera preguntarle al Director General si Petróleos Mexicanos presentó su solicitud considerando que se trata de la misma estructura o hay un planteamiento de la Comisión donde se le hubiera hecho el señalamiento, porque recuerdo que en una resolución previa sí se hizo en uno de los resolutivos un comentario en relación a que los técnicos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos detectaban que se trataba de una formación distinta, pero no sé si en este caso sucedió lo mismo, Director.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que sucede es que Petróleos Mexicanos se sigue rigiendo por la normatividad de pozos versión 13.11, y esa normatividad de pozos señala que la clave para la primera y segunda cifra, que es el 1, es pozo en busca de nueva acumulación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Dentro de la misma estructura.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Aquí, aunque son estructuras diferentes, mencionaba Pemex en el taller que, dado que es el mismo tren que ellos encuentran, entonces se les hizo más lógico ponerle ese número, porque la siguiente cifra, de acuerdo a esta normatividad, señala como 01, la segunda y tercera cifras, que es para pozos de gas y aceite. Por eso, dado que seguía el mismo tren y con base en esta normatividad, se les hizo lo correcto ponerle como nombre 101, aunque estrictamente, como menciona la doctora, debería ser otro,

dado que es una estructura diferente, aun cuando permanezca el mismo tren, pero su normatividad no hace esa separación y por eso usaron ese 101.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Tendríamos que, con la aprobación de nuestros lineamientos, quedaría sin efectos esta normatividad interna que actualmente tiene Pemex.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. En ese caso, como mencionaba la doctora, con la nueva regulación, en donde está la identificación de los pozos, ya se hace una separación para este tipo de casos y para otros muchos que se han venido presentando dentro de los que hemos venido aprobando a partir de agosto de 2014.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- La conformación del nombre.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La conformación del nombre.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quiero aprovechar la última lámina, posiblemente también la puedan presentar a la gente que nos ve, es el diagrama de terminación del pozo. Se observa que hay una terminación en agujero descubierto, me gustaría tener un poquito más de información. ¿Por qué agujero descubierto? ¿Cuál es el trabajo adicional que van a tener que hacer? Porque todos esos pozos tienen que ser taponados temporalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes de contestar, yo quisiera que aclarara la pregunta, sobre todo aquí para tu servidor, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que estamos viendo es el diagrama de terminación del pozo y en la parte final está punteado, eso quiere decir que no hay una tubería de revestimiento, y son más de 600 metros en agujero descubierto, desde aquí hasta acá abajo son 600 metros. Esa es una primera pregunta.

La siguiente es por qué están manejando dos objetivos si, finalmente, es la misma formación y ni siquiera hay un espacio en donde no se haya planteado. El primer intervalo va de 5 mil 280 a 5 mil 665 y el otro empieza en 5 mil 665 a 5 mil 870.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es un solo intervalo, ellos de alguna manera lo están identificando así.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cómo interpretar que sea agujero descubierto y que sea un mismo intervalo dividido en dos intervalos? ¿Cuáles van a ser los trabajos adicionales para taponar el pozo? ¿Habrá alguna problemática de dejarlo ahí cerrado?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, simplemente es cuestión de ahorro en cuanto al número de tuberías que se van a colocar, porque si nosotros vemos, en la parte de aquí van a quedar los dos objetivos que ahorita se mencionan en el agujero descubierto, entonces va a ser taponado este pozo temporalmente en tanto se haga el diseño para la terminación. Por lo tanto, ahorita no es necesario poner una tubería de revestimiento en esta zona.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Perdón, Director General, me perdí. ¿Van a llegar hasta ese último objetivo que está en la columna estratigráfica?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y si van a llegar ahí, sí deberíamos tener tubería de revestimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Van a hacer una prueba.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que pasa es que aquí van a hacer una prueba de producción una vez que lo perforen y después el pozo puede quedar taponado sin una tubería de revestimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y esa prueba de producción no requiere que la tubería de revestimiento baje más?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, ahorita no es necesario. A la hora que ya se haga la terminación, ya se puede hacer la colocación de esa tubería.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Dependiendo del tipo de formación que se tenga ahí, se hace necesaria o no la instalación de una tubería de revestimiento. Si le instalan una tubería de revestimiento es porque la formación puede ser deleznable, de tal manera que si pones la tubería, tendrías que disparar, y si es muy deleznable, tendrías que poner hasta un empacamiento de grava, o sea, hay unas técnicas de terminación. Mi pregunta es qué van a hacer ahí, o sea, llegan a la profundidad total, ¿van a hacer nada más prueba de formación con algún instrumento ahí, mini-DST?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, mini-DST.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿No va a haber flujo hacia arriba que vayas a quemar?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, que normalmente a veces se hace en tinas o eso para medición.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Técnicamente, es aceptable, Presidente, el que se pueda tener el agujero así para hacer la prueba de formación y, como dice el ingeniero Alcántara, se hará un taponamiento temporal que cuando ya se quiera recuperar el pozo, tendrá una terminación adecuada. Esperemos que en nuestra regulación tengamos también algo de terminación de pozos para que vigilemos que sí esté ademado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado Franco, por el apunte. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El asunto son 600 metros, más o menos. Si quiero hacer pruebas independientes, necesito empacar. Nuevamente pregunto: ¿Cuál fue el planteamiento que hicieron para hacer esas pruebas? ¿Cuál fue el planteamiento para el taponamiento? ¿Van a llenar de cemento toda esa parte otra vez o cómo lo van a hacer?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Tienen una serie de tapones que van a ir quedando a lo largo del pozo para asegurar, dependiendo del tipo de presión que se tiene en el fondo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero específicamente, ¿qué es lo que van a hacer?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Van a hacer una cementación, van a poner un tapón o un empacador, según sea.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿600 metros de cemento?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No precisamente 600 metros, se puede meter un empacador aquí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La pregunta es qué proponen ellos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Ellos proponen meter un empacador en esa zona, es una de las alternativas para aislar precisamente esta zona que queda en agujero descubierto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo creo que debe meter un retenedor en la zona de tubería de revestimiento.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCANTARA MAYIDA.- En esta parte de aquí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque anclarlo ya en el agujero descubierto es técnicamente muy complicado.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Queda dentro de la tubería.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Tiene que ser dentro de la tubería de revestimiento, un retenedor y poner los tapones, pero sí valdría la pena ver qué fue lo que realmente nos propuso el operador.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Ellos están proponiendo precisamente aquí un

empacador para no colocar ahorita la tubería de revestimiento, colocar los tapones y después venir para ya hacer la terminación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cómo se compara este diagrama de terminación con el Maximino-1? Porque hace rato se comentaba acerca de los costos y los costos tienen que ver no solamente con el equipo de perforación, sino también con las tuberías, con el tipo de cemento, con el tipo de registros geofísicos que se tomen. ¿Cómo es éste con respecto al otro? Porque por ahí abajo hay un liner.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Esto no se hizo en el otro, pero es precisamente por eso, porque son una serie de lecciones aprendidas. Por ejemplo, en los anteriores pozos tampoco se hicieron mini-DST, sino que fluyeron los pozos y en superficie, en un barco, estuvieron en una de las tinas llenando por un determinado tiempo para ver cuál era la producción en barriles por día.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces Maximino-1 y Maximino-1DL no tienen agujero descubierto.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto es nuevo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto es a partir de lecciones aprendidas de los anteriores.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Esto es de lecciones aprendidas que ya están utilizando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Eso es lo que se está haciendo. Incluso eso de utilizar el mini-DST tampoco se venía utilizando, ahora ya lo están utilizando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-¿Algún comentario adicional, colegas? Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El hecho de que mencionaba Alma América que eran estructuras diferentes los tres, ¿qué tan válidas son las lecciones aprendidas en uno cuando las vas a usar en otro yacimiento que es diferente?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Son análogos, se pueden considerar como análogos. Por la cercanía, se consideran como análogos. Son yacimientos independientes porque las presiones fueron diferentes en cada uno de ellos y, además, el resultado de uno y de otro; en uno, si mal no recuerdo, los yacimientos fueron de gas y condensado; el otro fue de aceite ligero, o sea, también han sido diferentes los resultados en las mismas arenas. Aquí están planeando que va a ser aceite ligero otra vez, creo que Maximino-1DL fue aceite ligero, si no mal recuerdo, y Maximino-1 fue gas.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Aceite y gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero más tendiendo a gas. El punto aquí es que éste otra vez está tendiendo a que sea aceite ligero, parecido al Maximino-1DL. En conclusión, sí pueden ser análogos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-¿Alguna otra observación, colegas? ¿No? Licenciado Galindo, le pido, 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.19.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Petróleos Mexicanos la perforación del pozo exploratorio marino Maximino-101.

ACUERDO CNH.E.19.002/16

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 Maximino 101, ubicado en la asignación AE-0080-Cinturón Plegado Perdido-06, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Jaatsul-1DL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Ingeniero José

Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

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

Quisiera obviar los antecedentes en la cuestión jurídica que mencionamos porque esto es propiamente para los siguientes dos pozos. Únicamente quisiera mencionar, en cuanto a cumplimiento de requisitos, que Pemex cuenta con una asignación vigente.

La solicitud que debió presentar con la información a que hace referencia el artículo 4 de los Lineamientos fue presentada el 28 de marzo de 2016.

Esta solicitud, así como la documentación e información, se presentan ante la Comisión con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación, que están fijados para el 24 de mayo.

La CNH cuenta con un plazo de 25 días hábiles para resolver sobre su otorgamiento, y es precisamente el 24 de mayo.

Petróleos Mexicanos ahora ya está enviando la solicitud con los 40 días exactos, están programando iniciar al otro día, por eso es que esas fechas en cuanto a los 40 días y su fecha de inicio es propiamente el día que se aprueba.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, Director General. El pozo que aprobamos el lunes pasado, Xikin-1DL, que era 16 de mayo y que

empezaba el 18 de mayo, ¿sí inició, como lo dijo Petróleos Mexicanos, el 18 de mayo?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, aún no ha iniciado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿No sabemos cuándo?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. Estoy enterado que han estado viendo algunos equipos porque los precios están fluctuando hacia la baja, entonces se han estado esperando para escoger uno de esos equipos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Es estratégico esperarse?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Pues ellos lo están considerando de esa manera.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cuando no está atrasado en otro pozo ese equipo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque aunque no nos corresponde todavía ver costos y tiempos en la regulación de pozos, me preocupa que ese equipo esté gastando dinero y tiempo en otro pozo de un proyecto que después habría que modificar.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, porque éste es un pozo sobre aguas someras y, normalmente, los que no tienen esa amplitud para contratación son

los pozos en aguas profundas, en aguas someras es un poco más amplio el esquema para la contratación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuándo empezaría a perforar el Maximino-101?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El 1 de junio.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, de ese nos preocuparíamos si no empieza el 1 de junio porque estaría gastándose ese dinero en otro pozo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. En Maximino-101, así como en algunos otros someros, ese es el esquema que están utilizando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El nombre del pozo es Jaatsul-1DL, cuyo número de asignación es AE-0021-M – Okom – 04. La M –vuelvo a insistir– es porque fue modificada la asignación con base en algunas áreas que regresó Petróleos Mexicanos en su oportunidad, esta M así lo denota, porque si recordamos, Jaatsul-1 no tenía esta condición. Pertenece a un proyecto de inversión denominado Chalabil en el Activo de Exploración Aguas Someras.

Va a desarrollarse en un tirante de agua de 51 metros. Sus objetivos geológicos son el Jurásico Superior Kimmeridgiano, en el intervalo de 5 mil 43 a 5 mil 443 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite superligero.

El programa de perforación y terminación del pozo está planteado para iniciar el 24 de mayo y su terminación es el 29 de octubre de 2016, cinco meses de perforación.

Las principales características del equipo de perforación a que se refiere la regulación está definido como un equipo autoelevable con una capacidad máxima de perforación de 9 mil 144 metros y con un tirante de agua nominal de 122 metros.

La columna geológica programada atravesará esta columna desde el Reciente hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano a una profundidad de 5 mil 443 metros verticales bajo mesa rotaria.

Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental, la autorización fue dada en materia de impacto y riesgo ambiental con base en el proyecto denominado por ASEA Kuchkabal.

Los costos de perforación y terminación para este pozo corresponden a 745 millones en cuanto a la perforación, a 172 millones para la terminación, con un total de 917 millones de pesos. Si nosotros comparamos en relación con Jaatsul-1, Jaatsul-1 costó en total mil 320 millones de pesos, o sea, 260 millones de pesos menos va a costar este pozo con base en esas lecciones aprendidas.

Aquí podemos ver la parte de Jaatsul, éste es el pozo que se pretende perforar. Está localizado en el sureste del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco, en la asignación vigente AE-0021-M – Okom – 04, en el proyecto de inversión Chalabil del Activo de Exploración Aguas Someras.

Está localizado a 92.7 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche, a 53.3 kilómetros de Frontera y a 5.2 kilómetros del pozo Jaatsul-1, en el área geológica Pilar de Akal.

Dentro de la estrategia y objetivo que tiene como condición perforar este pozo es definir la extensión lateral y vertical del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, productor en dolomías mesocristalinas y packstone-wackestone de ooides dolomitizado, así como reclasificar las reservas posibles a probadas y probables, y dar certidumbre al plan inicial del desarrollo del campo.

La reserva a reclasificar estimada en su valor medio es de 103 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad del delimitador del 78 por ciento.

El tipo de pozo es vertical. La clasificación es 03, o sea, delimitador de yacimiento.

Su objetivo es el Jurásico Superior Kimmeridgiano. El hidrocarburo esperado es aceite superligero.

Es un pozo con una presión de 10 mil 750 libras y una temperatura de 163 grados centígrados para una profundidad programada de 5 mil 443 metros verticales bajo mesa rotaria. Éste es un pozo de alta presión y de alta temperatura, dado que en los someros el preventor de control es de 10 mil libras, aunque aquí estamos hablando de la presion en el fondo del yacimiento, entonces la presión es inferior al sistema de control que tenemos en superficie.

Dentro de la sección estructural para este pozo, la estructura principal de Jaatsul es un anticlinal alargado con una orientación noreste-sureste nucleado por un cuerpo de sal, que podemos ver en esta parte de aquí, y presenta cierre natural en todas direcciones, puede apreciarse la continuidad de la estructura en la cota 5 mil 125 metros verticales bajo nivel del mar y del yacimiento a partir de la cota 5 mil 50 metros verticales bajo nivel del mar. La extensión del yacimiento se infiere hacia el noroeste-suroeste.

En este pozo, así como en Jaatsul, no vemos dentro del diseño mecánico del pozo y en cuanto a la ventana operativa eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten el desarrollo de la perforación de este pozo.

Ésta es la situación técnica del pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Director General. Colegas comisionados, ¿algún otro comentario en relación con este pozo? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Presidente.

Se comentaba en una sesión previa el tema de los tiempos y los costos, que ciertamente me parece que no son temas que sean de la cuerda de este Regulador, si bien, tratándose de Petróleos Mexicanos, siendo la empresa productiva del Estado, se genera una sensibilidad particular. Más allá de eso, el pozo Jaatsul, que es en aguas someras, tiene programada su perforación en cinco meses, y el Maximino, que es aguas profundas, es menor, es de cuatro meses. Los costos de este segundo, Maximino, son mayores que los de Jaatsul. Insisto, uno es en aguas profundas y el otro en aguas someras. ¿Eso es así?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, es correcto. El costo de los equipos es sensiblemente diferente en cuanto a las plataformas de inicio, hasta parece raro que un pozo en aguas profundas tenga el mismo tiempo que en aguas someras, pero yo creo que es esa expertise que se ha venido desarrollando, porque Pemex es reconocido precisamente por su conocimiento para el desarrollo de pozos en aguas someras, y si ahora ya está desarrollando pozos en los mismos tiempos en aguas profundas, con las condiciones tan diferentes que un pozo en aguas profundas requiere, porque los tirantes de agua son mayores, las presiones son diferentes, en fin, una serie de estrategias operativas que hay que hacer, eso quiere decir que hay que reconocerle a Petróleos Mexicanos que ha ido avanzando sustancialmente en ese sentido.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien. Gracias.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario adicional. El primer pozo es una plataforma que tiene que mantenerse posicionada con motores de posicionamiento dinámico para poder mantenerse en la posición y son de mucha más tecnología, la renta es mucho más cara. Cuando nos vamos a este tipo de pozos, ésta es una plataforma autoelevable, son 122 metros de profundidad, llega y se planta en el fondo del mar y eso genera mucho menor renta diaria, por eso es tanta la diferencia, mientras que el primero costaba mil 636 millones, éste 917 millones. Y no es tanto por la profundidad, porque más o menos las profundidades son iguales, mientras que uno llega a 5 mil 870, el otro llega a 5 mil 443, pero no es la cuestión de lo que perfora, sino el equipo que necesitas para poder perforarlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una pregunta. ¿Tenemos el resultado de Jaatsul-1?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Qué fue? ¿Productor de...?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Fue productor de aceite y gas, de 38° API en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y de 26° API en el Cretácico Medio y Cretácico Superior. Dentro del gasto de aceite para este pozo registrado fue de mil 664 barriles por día, y de gas, de 2.4 millones de pies cúbicos diarios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Podemos ir a la ubicación?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente para comentar que éste podría ser un yacimiento compartido con una de las áreas, Ichalkil; por lo tanto, también hay que solicitarle a Petróleos Mexicanos que tendría que dar aviso, no sé si corresponde a esta autorización, pero tendría que dar aviso. Éste se licitó y se asignó, tendría que dar aviso de un yacimiento posiblemente compartido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay otra lámina donde se muestra la estructura geológica. Ahí está Ichalkil abajo, ésta parece que es una estructura totalmente diferente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero hay que ver el Cretácico.
DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, porque éste es el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, importante observación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más como una observación, por eso pregunté cuál era el resultado del Jaatsul-1.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Que está más cercano a Ichalkil.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, y como éste es un delimitador, entonces...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Una pregunta para el Director General. Hablamos de experiencia de Petróleos Mexicanos en aguas profundas, ¿tenemos el dato de pozos productores en aguas profundas?

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Aproximadamente, ¿cuántos pozos tenemos que estén ya produciendo en aguas profundas?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Produciendo, no, produciendo, ninguno.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- No tenemos todavía.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, ninguno, todos han sido perforados, localizados sus objetivos geológicos, evaluados y han quedado taponados temporalmente hasta que presenten los programas de terminación para estos pozos.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Pero todos han quedado ahorita taponados temporalmente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No todos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Bueno, Lakach tiene algunos que ya están listos, pueden producir.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Pero no hay producción en aguas profundas.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No hay producción en aguas profundas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-¿Alguna otra observación, colegas? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo quiero nada más agradecerle al Director General. Lo hemos bombardeado con preguntas, en algunos casos de condiciones contractuales, condiciones del mercado, desglose de inversión, situaciones a las que no están obligados los regulados, que nada más es Petróleos Mexicanos hasta el momento para este tipo de proyectos, y sin embargo, nos ha podido dar la información. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Así es. Ya lo mencionaron un par de comisionados, es importante hacer la aclaración que con la reforma a la Constitución, el Estado puede suscribir una variedad de tipos de contrato, pensemos principalmente en los dos más usados, el contrato de licencia y el de producción compartida.

En el contrato de producción compartida hay una deducción de los costos y, por lo tanto, ahí la Comisión Nacional de Hidrocarburos sí va a estar aprobando no sólo los planes de desarrollo, sino los presupuestos anuales. Qué bueno que este Órgano de Gobierno está entrando en calor en materia de costos porque sí vamos a tener que de facto aprobar los presupuestos anuales.

No así en el caso de los contratos de licencia, en donde no hay una deducción de costos, sino que la contraprestación al Estado es un porcentaje de los ingresos brutos. Tampoco es el caso de las asignaciones que tiene Petróleos Mexicanos, pero de cualquier forma, en todos los casos es importante estar monitoreando los costos.

Cuando propiamente vamos a estar ejerciendo esa facultad es en los contratos de producción compartida, de los cuales ya hemos suscrito varios y en donde próximamente estaremos trayendo a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación de los primeros planes de evaluación y de exploración, y posteriormente, de desarrollo.

Quería hacer la aclaración de que esa atribución sí está, pero en el caso de los contratos de producción compartida. Mientras tanto, qué bueno que vayamos entrando en calor con el tema de los costos.

¿Alguna otra observación?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más sumar un poquito a lo que comentas, Presidente. Respecto a seguir los costos en producción compartida, es muy claro que hay que ser muy estrictos en ver que sean costos aceptables en la industria, pero en los de licencia y las asignaciones, aunque no vamos a aprobar esos presupuestos, hay que darles estricto seguimiento, sobre todo porque van asociados a que si eso cuesta más caro, va a tener que haber una modificación en los planes, y en los planes sí tenemos que darle estricto seguimiento a su cumplimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Totalmente. Siempre va a ser útil y va a enriquecer nuestra capacidad de análisis el que podamos darle seguimiento a los costos. En algunos casos será un análisis con un objetivo de seguimiento e información, como lo que hoy día se comenta aquí, no es propiamente nuestra atribución aprobarle los costos a Petróleos Mexicanos, es un seguimiento que es valioso. En el caso de los contratos de producción compartida, ahí sí estaremos aprobando el presupuesto.

Colegas, ¿alguna otra observación? Licenciado Galindo, 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.19.002/16

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

ACUERDO CNH.E.19.003/16

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 Jaatsul-1DL, ubicado en la asignación AE-0021-M-Okom-04, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Uchbal-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra nuevamente al

ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Director General, adelante.

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

Voy a obviar los antecedentes jurídicos, como había mencionado, y voy a irme directamente al cumplimiento de requisitos.

Petróleos Mexicanos debe contar con una asignación vigente, con la cual cuenta.

La solicitud se debe presentar a la CNH mediante escrito acompañado de los documentos e información a que hace referencia el artículo 4 de los Lineamientos, la cual presentó el 31 de marzo de 2016.

Dicha solicitud, así como la documentación e información, deben presentarse ante la Comisión con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación, que será el 27 de mayo.

La CNH cuenta con un plazo de 25 días hábiles para resolver sobre su otorgamiento, que es también el 27 de mayo.

El pozo al que voy a hacer referencia es el pozo Uchbal-1, cuyo número de asignación es AE-0008-M – Amoca-Yaxche – 06, dentro del proyecto de inversión Uchukil, en el Activo de Exploración Aguas Someras. Tiene un tirante de agua de 39 metros.

Son dos objetivos geológicos, el Mioceno Superior, en el intervalo de mil 792 a mil 872 metros verticales bajo mesa rotaria, y el Mioceno Medio, en el intervalo de 2 mil 492 a 2 mil 792 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero, entre 27° y 28° API.
El programa de perforación y terminación del pozo está fijado para iniciar el 27 de mayo y su terminación sería el 17 de agosto de 2016, propiamente son tres meses de perforación.

Dentro de las características del equipo de perforación, es un equipo autoelevable con una capacidad máxima de perforación de 9 mil 144 metros, dentro de un tirante de agua nominal de 122 metros.

La columna geológica programada va a atravesar una columna que va desde el Reciente hasta el Mioceno Medio, a una profundidad de 2 mil 792 metros verticales.

La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está referida, como el pozo anterior, al Proyecto Kuchkabal.

Los costos de perforación y terminación para este pozo están definidos en 424.9 millones para la perforación, 181.9 para la terminación, con un total de 606.9 millones de pesos para la perforación de este pozo.

La localización Uchbal se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, a 159 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche; a 32 kilómetros al noroeste de Dos Bocas, Tabasco; a 121 kilómetros al noreste de Coatzacoalcos; a 8.8 kilómetros al noreste del pozo Hokchi-1; y a 4.2 kilómetros al noreste del pozo Xikin-1, perteneciente al proyecto Uchukil, en el área denominada Amoca-Yaxche del Activo de Exploración Aguas Someras.

Aquí podemos ver nosotros el pozo Uchbal que nos ocupa, aquí tenemos el pozo Xikin. Ésta es otra zona donde, si ustedes recuerdan, este Órgano de Gobierno ha aprobado la perforación de dos pozos, los pozos Suuk. Lo interesante de la

perforación de este pozo es que esperan encontrar aceite ligero, igual que Xikin-1, que recordemos que eran aproximadamente de 4 mil 483 barriles por día lo que Xikin-1 produjo, entonces esperan encontrar algo similar aquí. Además, está la parte de Hokchi, que tiene 93 millones de reserva ya comprobada. Esos son de los principales intereses que tiene Petróleos Mexicanos para perforar Uchbal, porque Hokchi está a 7 kilómetros de Uchbal.

La estrategia y el objetivo es incorporar reservas de hidrocarburos constituidos por areniscas de la edad Mioceno Medio y Superior.

La reserva estimada a incorporar en su valor medio es de 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que propiamente son 45 millones de barriles de aceite y 22 mil 462 millones de gas, eso nos daría los 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Está fijada una probabilidad de éxito geológico del 38 por ciento y una probabilidad de éxito comercial del 34 por ciento.

Va a ser un pozo de tipo vertical. La clasificación es 01, en busca de nueva acumulación. Su objetivo es el Mioceno Superior y Medio.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero. La presión esperada en el yacimiento es de 5 mil 675 libras.

La temperatura es de 78 grados centígrados. La profundidad programada total es de 2 mil 792 metros verticales.

Uchbal-1 está ubicado en la porción norte de una estructura dómica orientada norte-sur, estructurada por sal y por fallas normales de orientación oeste-este. La trampa es de tipo combinada con predominio estructural en el Mioceno Medio y estratigráfico en el Mioceno Superior, asociado a cambio de facies.

Aquí podemos ver el Plioceno Inferior, la parte del Mioceno, Mioceno Superior y Mioceno Medio, la profundidad a 2 mil 750 metros verticales para Uchbal.

En las observaciones, como en los pozos anteriores, es un pozo de 2 mil 700 metros, aproximadamente, sin ningún problema en cuanto a su diseño mecánico en relación con la columna estratigráfica, de manera similar para la presión de sobrecarga, presión de poro. Como pueden ver, no observamos ningún evento que pudiera significar algún problema para la realización de este pozo.

Por lo tanto, de la evaluación de la documentación técnica recibida se determinó que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación de la localización Uchbal-1.

Eso es todo, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muchas gracias, Director General. Colegas comisionados, ¿alguna observación? Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Director, este pozo se va a terminar con un liner de 7-5/8.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No se pensó en hacerlo un poco más esbelto, por ejemplo, terminar en 5 pulgadas para ahorrar costos? Porque, finalmente, es un pozo exploratorio. ¿O hay alguna razón por la cual hayan definido 7-5/8?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es que es una zona en la que en determinado momento pueden encontrar altas presiones, entonces consideramos que eso es lo que se está protegiendo con la colocación de esta tubería, aunque, obviamente, durante la perforación se va viendo el registro de presiones que se van teniendo. Como decía, hay algunos otros elementos mecánicos considerados como alternativas en caso de presentarse algún otro tipo de problemática, que

normalmente no presentamos aquí, pero Petróleos Mexicanos normalmente presenta dos opciones, de presentarse algún evento que pudiera significar algún problema o incluso disminuir el grado de tubería para esta zona, como usted menciona.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muy bien. ¿Alguna otra observación? Licenciado Galindo, 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.19.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de autorización para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio Uchbal-1.

ACUERDO CNH.E.19.004/16

Con 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 Uchbal-1, ubicado en la asignación AE-0008-M-Amoca-Yaxche-06, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:28 horas del día 23 de mayo de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2016 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.

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Claudio Galindo Montelongo
Designado como Secretario para esta sesión