



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### QUINCUAGÉSIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:40 horas del día 2 de octubre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Novena Sesión Extraordinaria de 2019 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 220.0818/2019, de fecha 1 de octubre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **Orden del Día**

#### **I.- Aprobación del Orden del Día**

#### **II.- Asuntos para autorización**

- II.1 Opinión que emite la Comisión Nacional de Hidrocarburos a la Secretaría de Energía respecto de la Modificación al Título de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0150-Uchukil y AE-0151-Uchukil.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de modificación de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tetl-1001EXP.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Xolotl-1EXP.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Procedimiento de Terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área contractual, respecto del contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L01-A2/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio de los contratos CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018, CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018 y CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.
- II.7 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación, adición y derogación de diversas disposiciones del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

## II.- Asuntos para autorización

### II.1 Opinión que emite la Comisión Nacional de Hidrocarburos a la Secretaría de Energía respecto de la Modificación al Título de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Miguel Ángel Ibarra Rangel, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Ibarra, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Buenos días Comisionados. Traemos los detalles de la opinión técnica que solicitó la Secretaría de Energía respecto de la solicitud de modificación de uno de cinco Títulos de Asignación Exploratorias asociadas a los Títulos de Asignación. En este caso vamos a hablar del Amoca-Yaxché-04. El Título de Asignación es el AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04. El resto de los Títulos de Asignación los vamos a presentar la opinión en los próximos días. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Bien. Para dar marco al tema en comento, este es el fundamento legal basado en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento Interno de la Comisión y el Título de la Asignación vigente. Siguiendo por favor.

Ahora bien, el objeto de la solicitud de la opinión. La Secretaría solicita a la Comisión emita opinión técnica respecto a la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 para modificar los términos y condiciones primero, cuarto y quinto, así como los anexos 1, 2 y 3 de la Asignación en comento. Par dar un poco de detalle de lo que estamos hablando, la Asignación se ubica a 28 km al noroeste del Puerto de Dos Bocas, Tabasco, en aguas territoriales del golfo de México con un tirante de agua en promedio de 39 metros.

Ahora bien, lo que deriva de la opinión de la Secretaría hacia la Comisión es relativo a los descubrimientos que se han hecho dentro de esa Asignación que corresponden a los campos Mulach, Tetl, Tlacame, Uchbal y Xikin. Ahora bien, la Asignación como está en el título vigente tiene un área de 1,337.29 km<sup>2</sup> y se ubica en la provincia petrolera en las Cuencas del Sureste.

Por lo que hace a la modificación del término y condición primero que corresponde al objeto y área de la Asignación, con el objetivo de incluir lo concerniente a la extracción exclusivamente de los campos Mulach, Tetl, Tlacame, Uchbal y Xikin, la Secretaría propone actualizar el término y condición primero. En la columna de la izquierda de la tabla vemos cómo está actualmente ese término y condición primero que se refiere a las actividades de exploración y extracción y la propuesta es de que quede en términos solamente de actividades de extracción como tal. Por lo tanto, se otorgaría a Petróleos Mexicanos. Nos regresamos por favor. El término y condición primero quedaría que se otorga a Pemex el derecho de realizar actividades de extracción en el área de Asignación que se especifica en el anexo 1 del presente Título de la Asignación. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del término y condición cuarto que corresponde a la vigencia y condiciones de la prórroga, tenemos del lado izquierdo el término y condición del Título de la Asignación vigente. Estamos resumiendo algunos párrafos y la propuesta consistiría en que de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

lo anterior esta Comisión identifica factible la vigencia de la Asignación y las prórrogas que podrían otorgarse al asignatario siempre y cuando haya cumplido con los términos y condiciones establecidos en el Título de la Asignación. También se observa que es congruente que las prórrogas sean por el tiempo necesario para llevar a cabo las actividades de extracción de forma adecuada para maximizar el valor del área, mismo que deberá de estar sustentado en el Plan de Desarrollo para la Extracción de dicho título. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la modificación del término y condición quinto que consiste en las actividades de extracción, el Título de Asignación vigente contempla incisos como exploración, evaluación y extracción. En este caso la propuesta consiste en eliminar los incisos de exploración y evaluación y que nada más queden lo que corresponde al inciso de extracción. Ahora bien, las actividades de extracción relativas a los polígonos serían de la siguiente manera. Como se está haciendo referencia a cinco campos, cinco Planes de Desarrollo ya aprobados para esas áreas, quedaría como las actividades de extracción relativas al polígono A que corresponde al campo Mulach, se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción que para tal efecto aprobó la Comisión y del compromiso mínimo de trabajo correspondiente en el anexo 2 del presente Título de Asignación. De la misma manera, por lo que hace al polígono B del campo Tetl quedaría en los mismos términos que acabo de mencionar y así también para el polígono C que corresponde al campo Tlacame y también para el polígono D que correspondería al campo Uchbal y por último al polígono E que correspondería al campo Xikin. El mismo término sería implementado en el título a actualizar para los campos. Siguiendo por favor.

Ahora, por lo que hace a la modificación del término quinto – y condición quinto, perdón – respecto de las actividades de extracción, está a continuación. Se propone que los Planes de Desarrollo para la Extracción deberán garantizar la opinión de la recuperación de hidrocarburos contenidos en el área de Asignación conforme a la regulación que emita para este efecto la Comisión. Cabe resaltar que una de las opiniones o propuestas que hacía la Secretaría de Energía consistía en que donde está resaltado la palabra “unidad litoestratigráfica” ellos proponían “área” o “zona”. Nosotros estamos proponiendo como Comisión que se denomine



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

unidad litoestratigráfica para darle un término más técnico y no dejarlo tan genérico.

Ahora bien, también por lo que hace (continuando con el término) diferente a lo contemplado dentro del o los Planes de Extracción aprobados para hacerlos más enfáticos porque la propuesta de la Secretaría iba en términos muy genéricos. Y, por último, también me gustaría resaltar que en negrillas deberá dar aviso a la Secretaría en un término no mayor a 30 días naturales a partir de dicha determinación y presentar a la Comisión la modificación del plan o planes respectivos al amparo de la Asignación de Exploración vigente. Dado que esta opinión va en términos de la modificación de la Asignación Amoca-Yaxché-04, se tiene por entendido que hay otras Asignaciones de Exploración que la Secretaría de Energía ya asignó a Pemex en este caso para realizar actividades de exploración y no corresponden ya a este Título de Asignación. Y, por último, respecto a inciso i, ii, iii, iv y v de la modificación propuesta por la Secretaría, esta Comisión observa congruente que las actividades de los polígonos A, B, C y D y E sean llevados a cabo en términos de los Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados y el anexo 2 del Título de la Asignación. ¿De acuerdo? Siguiendo por favor.

Ahora bien, por lo que hace a la modificación del anexo 1 que corresponde a la ubicación y área de la Asignación, a continuación se desglosa lo concerniente a lo mismo, correspondiente a los campos Mulach, Tetl, Tlacame, Uchbal y Xikin. El Título de la Asignación vigente mantenía el término del inciso de exploración y se propone que sea eliminado, ahora bien, se mantenga nada más lo que corresponde a la parte de extracción. Y por lo que hace a la profundidad, el Título de la Asignación vigente hacía referencia a lo que se aprobó en el polígono de extracción A que en ese momento era el campo Xikin y el futuro desarrollo o aprobación del desarrollo del campo Mulach. La propuesta de modificación ahora consiste en que las actividades de extracción por lo que hace a la profundidad se puedan realizar amparadas en la Asignación, pero delimitadas a las formaciones geológicas que ya han sido presentadas y aprobadas en los Planes de Desarrollo correspondientes a los mismos campos en comento y que vienen siendo para Mulach a nivel de Mioceno Superior; para Tetl, a nivel de Plioceno Inferior; para Tlacame, Mioceno Superior y Medio; para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Uchbal, a nivel de Mioceno Medio; y para el campo Xikin, a nivel de Mioceno Superior y Medio. Bien, siguiente por favor.

Y de la misma modificación del anexo 1, la ubicación y área de la Asignación, pero ahora en lo concerniente a la superficie, se presenta en el Título de la Asignación vigente del lado izquierdo lo que correspondía al área de la Asignación delimitada para el campo Xikin y el área prevista para el Plan de Desarrollo para el campo Mulach como polígono B. Sin embargo, la modificación propuesta ahora es más precisa porque por lo que hace a los polígonos A, B, C y D que corresponden a los campos que ya hemos comentado, la Comisión presenta los polígonos correspondientes a las áreas de extracción de los campos que ya fueron aprobados y es como quedaría propuesto en el nuevo Título de la Asignación, acotados exclusivamente a las áreas que ya fueron aprobadas y delimitadas a los Planes de Desarrollo ya aprobados. Siguiente por favor.

Aquí presentamos lo mismo, pero nada más ya para lo que corresponde al campo Tlacame y Uchbal. Básicamente estamos delimitando nada más las coordenadas que delimitan los polígonos de los Planes de Desarrollo ya aprobados para esos campos. Aquí vemos por ejemplo ya para los vértices del área delimitada para el campo Xikin. Siguiente por favor.

Ahora bien, por lo que hace a la modificación del anexo 2. Compromiso Mínimo de Trabajo, el Título de la Asignación vigente de igual forma contemplaba un inciso de exploración, se elimina ese inciso. Mantenía la parte de extracción y actividades de compromiso mínimo de trabajo para el polígono o el área correspondiente al campo Xikin y la propuesta para el campo Mulach en cuanto se hubiese aprobado por esta Comisión el Plan de Desarrollo. Y ahora que ya han sido aprobados, están presentando para el polígono A que corresponde al campo Mulach las metas físicas que estarían contenidas en el Título de la Asignación que se propone modificar y que corresponden a las que ya fueron aprobadas para ese campo, al igual que para el campo Tetl – siguiente por favor –, para el campo Tlacame, el campo Uchbal y por último el campo Xikin. Esas actividades ya están contenidas en las resoluciones que esta Comisión ha emitido respecto de la aprobación de los Planes de Desarrollo de esos campos. Siguiente por favor. Ahí podemos ver por ejemplo la parte de las metas físicas aprobadas ya para el campo Xikin. Siguiente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y, ahora bien, por lo que hace a la modificación del anexo 3. Recomendaciones, el Título de Asignación vigente mantenía las recomendaciones que en su momento se hicieron para la parte del polígono de extracción del campo Xikin. Mantenía la parte de exploración, en donde la Comisión no emitía recomendaciones algunas para esa Asignación en relación a actividades de exploración. Ahora bien, la modificación propuesta consiste en agregar las recomendaciones que también se han vertido en los planes aprobados para esos campos. En este caso podemos ver que para el polígono A que correspondería al campo Mulach se recomendó por ejemplo administrar los ritmos y gastos de producción, generar un modelo numérico del campo, adquirir información de registros, llevar a cabo una prueba de presión/producción para delimitar la extensión lateral del yacimiento, ubicar los pozos en zonas de mejor calidad de roca de los yacimientos, entre otras recomendaciones que se hicieron en su momento. Adelante por favor.

De igual forma, para el campo Tetl estamos proponiendo que se incluyan las propuestas que ya se hicieron en los Planes de Desarrollo respectivos aprobados por la Comisión en el sentido de optimizar las condiciones de explotación tales como condiciones operativas, hacer un recalcu del gasto crítico, mantener la producción de los pozos al menos 10% por debajo del gasto crítico para una mejor administración del yacimiento, de los ritmos de extracción, actualizar los modelos analíticos de los yacimientos 1 y 2 que se revisaron en ese Plan de Desarrollo y realizar la caracterización del acuífero. Siguiendo por favor.

Por lo que hace a la propuesta del polígono C que corresponde al campo Tlacame, las recomendaciones iban en el sentido de estimar periódicamente los gastos críticos, actualizar los modelos estáticos y dinámicos, extender el tiempo por el cual la presión del yacimiento se mantenía por debajo de la presión de saturación, monitorear el factor de expansión del gas y los intervalos disparados e identificar áreas de oportunidad para mejorar la sinergia de toda la infraestructura que se encuentra dentro del área. Siguiendo por favor.

Para el polígono D que corresponde al campo Uchbal, las recomendaciones iban en el sentido de recabar información del posible acuífero asociado, ejecutando estudios de análisis de muestras especiales. También evaluar





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

las ventajas de dispositivos de control de flujo, ICD por su influjo de agua, ICD por sus siglas en inglés. Valorar la recomendación previa en comparación con la terminación contemplada de los pozos, tomar perfiles sísmicos verticales, así como también núcleos y sus respectivos análisis. Siguiendo por favor.

Y por último para el polígono E, se mantiene las recomendaciones que se hicieron en su momento cuando se aprobó el Plan de Desarrollo que consistían en optimizar los gastos de producción y mitigar efectos de conificación o canalización del agua en el intervalo productor y establecer un proceso de seguimiento respecto del avance del contacto agua-aceite también. Siguiendo.

Ahora bien, por lo que hace a la reconfiguración del área de la Asignación propuesta, con esta configuración que se propone se dejan sin efecto los derechos del asignatario para realizar actividades de exploración y la Secretaría solicitará la devolución remanente del área de la Asignación, por lo cual se modificaría el Título de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 a la Asignación propuesta AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04. Adicionalmente, esta Comisión propone que al nombre de la Asignación propuesta por la Secretaría se le agregue los nombres de los campos para tener una mejor ubicación y una rápida referenciación física de dónde están ubicados. Hay una nota, en donde cabe hacer mención que en caso de haber nuevos descubrimientos exploratorios en las áreas cercanas y/o dentro de las Asignaciones, de la Asignación propuesta, estas quedarían al amparo de las Asignaciones Exploratorias AE-0150-Uchukil y AE-0151-Uchukil que la Secretaría ha asignado en este caso ya a Petróleos Mexicanos.

Bien, la opinión técnica en este sentido. La Dirección General de Dictámenes de Extracción considera que son viables las modificaciones propuestas por la Secretaría del Título de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04, en consideración de que la reconfiguración propuesta tiene por objeto delimitar las Asignaciones enfocándose en las áreas donde se tienen descubrimientos comerciales y los cuales se encuentran en etapa de desarrollo. Asimismo, la actualización al término y condición cuarto de los Títulos de Asignación, materia de la presente opinión, son adecuados ya que el límite económico de los proyectos está dentro de la vigencia de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

las Asignaciones. Y adicionalmente la recomendación que hacíamos en el sentido de que el Título de Asignación se llame AE-0006-7M-Amocayaché-04 Campos Mulach, Tetl, Tlacame, Uchbal y Xikin, por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la presente opinión técnica solicitada por la Secretaría de Energía referente a la modificación del Título de la Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Ibarra. ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Es la lámina 17, ahí hay una redacción, una recomendación. Es la que dice la 1, 2, 3, la 4, extender el tiempo. Podrían explicar un poquito más eso por favor ingeniero Ibarra.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- De Tlacame.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dice extender el tiempo por el cual...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Extender el tiempo por el cual la presión del yacimiento se mantenga por debajo de la presión de saturación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Esa recomendación doctor se refiere a que lo que están presentando ellos dentro de sus pronósticos de producción, lo que están tratando es que no se libere el gas. ¿No? Tratar de mantenerlo en la etapa de bajo saturación porque si no vamos a empezar a tener mucho gas dentro del yacimiento y eso nosotros sabemos que cuando empieza a liberarse el gas empieza a disminuir a veces la producción también del aceite. ¿No? Y si no tienen dentro de este campo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

en específico un alto relieve estructural, las arenas rápidamente cuando liberen el gas lo van a empezar a producir y va a reducir la producción del líquido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no es por debajo, es por arriba. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ajá, por arriba, perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, hay que cambiar eso. El otro, hay otra lámina en donde plantean que el gasto crítico debe mantenerse, bueno, más bien que el gasto de producción debe de mantenerse 10% abajo del gasto crítico. Ese 10% por qué no 10% o, digo, 15% o 20%. ¿Por qué 10%? Es el único donde ponen ese.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ese porcentaje, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Todos los demás hablan del gasto crítico y efectivamente pues el gasto crítico es el límite máximo. ¿Pero por qué exactamente en ese 10% y en los demás no? ¿Por qué no 15%, por qué no 20%?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Fue un criterio que se tomó así específico para ese caso. Estoy de acuerdo con lo que comenta porque el gasto crítico pues es una estimación y esa estimación, debido a la misma heterogeneidad del yacimiento, puede estar variando. ¿No? Puede darse dependiendo de cómo estén distribuidas las propiedades y la permeabilidad, puede darse más rápido en una zona que otra. Entonces si quiere lo podemos eliminar porque no tenemos alguna cuantificación ingenieril o cálculo que pudiera soportar ese 10%, pero lo podemos quitar y lo dejamos circunscrito o específico al gasto crítico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me parece que es mejor. Gracias maestro Castellanos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo solamente para que nos quede claro. Esta Asignación era en su origen de exploración y extracción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿La propuesta o la opinión que estamos dando es de que únicamente sea de extracción?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y hay una lámina, es que no tengo aquí completo, pero al final donde ya queda la configuración final con todos los campos. La 20 creo que es. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, es la 20.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Todo lo azul sería, o sea, ¿qué sería la Asignación en este caso? ¿Únicamente los campos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Sí. La Asignación ya como tal para actividades de extracción sería esta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Únicamente las coordenadas donde están contenidos los campos. En caso que hubiera algún otro descubrimiento. O sea, lo que pasa es de que hay una Asignación la AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04. ¿Cuál queda? O sea, ¿qué sería en área? O sea, ¿nada más sería la suma de cada campo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Sí. Ahora bien, cómo puede ver doctora, aquí ya queda las Asignaciones actuales, la AE-0150-Uchukil.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero esas son las de exploración.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Esas son las de exploración, así es. Cualquier descubrimiento nuevo de exploración quedaría al amparo de estas Asignaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y lo que comenta, para precisarlo, lo que sería ya la Amoca-Yaxché-04. Como lo puso durante la presentación el ingeniero Ibarra, quedaría dividida de acuerdo a los diferentes polígonos que especifican sus coordenadas, así es. O sea, no es digamos como en otras ocasiones una Asignación continua en su polígono, sino que tiene varias áreas distintas que están dispersas en el golfo de México.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. Entonces en este caso quedaría una Asignación que contiene 1, 2, 3, 4, 5 campos de manera no contigua digamos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exacto, de manera no continua.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- De hecho, el área doctora de la Asignación vigente todavía es de 1,337.29 km<sup>2</sup> como mencionaba y la reducción, derivado de la reducción quedaría como suma de los cinco campos alrededor de 108 km<sup>2</sup>.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, o sea, es una disminución.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Es una disminución bastante fuerte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, ya, a mí me quedó claro. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí no me queda claro qué es A' y B'.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Doctor, A' y B' corresponden a restricciones en cuanto a actividades de extracción de los campos Xikin y del campo Tetl.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Restricciones de carácter ambiental?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No. Es una restricción para realizar actividades porque tiene un traslape con lo que sería el área Hokchi y abajo con el área ENI. Entonces están un área contractual y están superpuestas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Están superpuestas, OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si no hay más comentarios, Secretaria nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

### **ACUERDO CNH.E. 59.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió opinión respecto de la Modificación al Título de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0150-Uchukil y AE-0151-Uchukil.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Jonathan Belmares Servín, Director de Área en la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

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

“DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Buenos días Comisionada, Comisionados. Vamos a presentar, los cuales se ponen a su consideración están asociados a dos Planes de Exploración del proyecto Uchukil correspondientes a las Asignaciones AE-0150 y AE-0151 de Pemex Exploración y Producción. Cabe señalar que estos son los dos primeros Planes de Exploración que se someten a su consideración de las 64 Asignaciones de Petróleos Mexicanos.

Bien. El fundamento legal considerado para el desahogo de estas solicitudes es el siguiente. Se consideró la Ley de Hidrocarburos, artículo 43 y artículo 44, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética artículo 39, el Reglamento Interno de la Comisión y propiamente los artículos que vemos en la lámina de los lineamientos, así como el anexo 1 y anexo 2 establecidos en los Títulos de Asignación. Como podemos ver en la imagen que tienen a la mano derecha, se puede observar las Asignaciones que comprenden el proyecto Uchukil. En este caso las que se encuentran en contorno rojo son los Planes de Exploración que se someten a su consideración.

Bien. Para el caso de la Asignación AE-0150-Uchukil, esta se localiza geográficamente dentro de la plataforma continental del golfo de México



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

frente a la costa del estado de Tabasco y pertenece a la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Aquí quisiera señalar que el área de la Asignación se encuentra dividida en un polígono A y un polígono denominado A'. En este sentido, para el caso de las actividades exploratorias del polígono A y las cuales se encuentran amparadas en el Título de la Asignación, estas podrán realizarse en todas las formaciones geológicas. Sin embargo, es importante señalar que Pemex no podrá realizar actividades de exploración en el traslape con el área de Asignación establecida en el anexo 1 del Título de Asignación AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04. Para el caso del polígono A', las actividades exploratorias y las cuales podría solamente realizar Petróleos Mexicanos solo se podrán ejecutar en formaciones geológicas donde se ubican los objetivos del pozo Tecoalli-1001.

Bien. Dentro de esta área se encuentran diversos antecedentes exploratorios, entre los que se incluyen la adquisición y procesamiento de información sísmica, propiamente el procesamiento de los cubos de Santa Ana OBC-Almeja Cisne Área B PSDM RTM, Santa Ana OBC en PSTM y una unión de un subvolumen que le llamaron Xikin-Tzutz que se encuentra propiamente en el dominio de la profundidad. Y en esta área de la Asignación se encuentran dos pozos perforados que fue el Tecoalli-1001 en 2015, el cual resultó productor de aceite y el Tetl-1 en 2017, el cual resultó invadido de agua salada. La superficie aproximada del área es 859.43 km<sup>2</sup> con tirantes de agua que van de los 0 a los 100 metros.

Dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, esta Asignación se encuentra dentro de la etapa de evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas. En ese sentido, es importante precisar que el objetivo del Plan de Exploración consiste en evaluar el potencial petrolero en los plays Terciarios y Mesozoicos dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios. Para ello, el operador propone la adquisición y procesamiento de información geofísica, la ejecución de un conjunto de estudios exploratorios y propiamente la perforación de hasta seis prospectos exploratorios. En este sentido, quisiera señalar que el operador documentó la ejecución de dos posibles escenarios operativos documentados como base e incremental. Adicional a ello, el anexo 2 del Título de Asignación establece que el compromiso mínimo de trabajo consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el periodo inicial de exploración.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Para el caso de las actividades que se proponen para el escenario base, dentro del rubro de adquisición y procesamiento de información geofísica resalta la ejecución de un licenciamiento de uso de datos de información sísmica 3D de 609 km<sup>2</sup>, el acondicionamiento de *gathers* y dos estudios electromagnéticos denominados Asab y Tetl-Pokche. Y para el caso de los estudios exploratorios, se tienen contemplados tres estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, tres estudios de VCDSE y dos pruebas de prospectos de los mismos. Para el caso de los prospectos exploratorios documentados en este escenario, se considera la perforación de dos prospectos denominados Tetl-1001 y Paki-1.

El Tetl-1001 consiste en una trampa tipo combinada con objetivo geológico dentro del Mioceno y se tiene o se espera un tipo de hidrocarburo como aceite ligero. Dentro de las metas volumétricas establecidas por el operador, para el caso de este prospecto tiene un volumen prospectivo a la media sin riesgo de 37 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, aunado a que el prospecto Paki considera un recurso prospectivo a la media de 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la lámina podemos observar la posible localización de dichos prospectos para su perforación. Para el caso de las actividades del escenario incremental, solamente se considera un procesamiento de información sísmica 3D denominado subvolumen Asab que consiste en 10 km<sup>2</sup> que se encuentra en la parte noreste del área de la Asignación y la ejecución de seis estudios adicionales a los propuestos en el escenario base que consisten en la identificación, evaluación y selección de prospectos, dos VCDSE y tres pruebas de prospectos.

En el caso del escenario incremental y considerando la perforación de prospectos exploratorios, el operador tiene documentados cuatro prospectos, en los cuales se considera un posible recurso a incorporar en el orden de 59.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Aquí podemos observar que dentro del objetivo geológico de estos prospectos, aunado a los documentados en el escenario base, se podría llegar al objetivo de explorar esos plays Terciarios y Mesozoicos. La siguiente por favor.

En esta lámina podemos ver el cronograma de actividades, donde se muestra todas las actividades del escenario base e incremental en el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tiempo y cómo planea el operador desarrollarlas. Bueno, las que se encuentran en color gris son aquellas que son las actividades adicionales propuestas en el escenario incremental y los en color verde pues propiamente es el escenario base, en donde propiamente resalta la perforación de los dos prospectos exploratorios, uno documentado para 2020 y uno documentado para 2023. Respecto al Programa de Inversiones, me gustaría cederle la palabra a la maestra Frías para que nos dé el detalle del Programa de Inversiones.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Muchas gracias, buenas tardes Comisionada, Comisionados. En concordancia con las actividades que el maestro Belmares acaba de describir, nosotros analizamos el Programa de Inversiones propuesto para ambos escenarios por parte del asignatario. Para el escenario base, el monto total propuesto es de 92.6 millones. La mayor parte de esta inversión va justo a la perforación de los dos pozos, en este caso. Y lo demás, el siguiente rubro sería geofísica. Geofísica considera tanto el licenciamiento que comentaba el maestro Belmares como los procesados sísmicos también propuestos.

Para el escenario incremental, el total es de 248.2 millones y de la misma manera la mayor parte va para la perforación de los pozos, que en este caso las inversiones que presentamos para el escenario incremental incluyen aquellas del escenario base. Para los seis pozos, la inversión va al 84%, seguido de la subactividad general y geofísica. Al respecto les podríamos decir también en geofísica viene el licenciamiento de la información que consideramos y el procesamiento de información. En la subactividad general lo que viene incluido son básicamente actividades como asistencia técnica, licenciamientos de software, asistencia de negocios, asistencias administrativas, etc. Muchas gracias, de nuestra parte sería todo.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Bien. Respecto a los programas asociados y particularmente el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía su opinión respecto al cumplimiento de dicho programa. Cabe señalar que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

esta Comisión aún no cuenta con la opinión que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía de dicho programa, motivo por el cual una vez que en su caso esta autoridad emita la opinión en sentido favorable se tendrá por aprobado el programa y formará parte del plan, así como del Título de Asignación. Y respecto al Sistema de Administración de Riesgos, la Comisión remitió la información del plan a la Agencia a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto Pemex tenga iniciado ante dicha autoridad.

Bien. En esta lámina pues ahora abordaremos el tema de la Asignación AE-0151-Uchukil, en donde pues la ubicación geográfica es propiamente la misma. Bueno, se encuentra dentro de la misma provincia petrolera y, bueno, en referencia se encuentra a la mano derecha respecto a la que vimos previamente. Aquí es importante señalar que esta Asignación se encuentra dividida en un polígono A, un polígono denominado como A' y un área denominada "sector". Para el caso del polígono A, las actividades amparadas en el Título de Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas. Sin embargo, para efectos de esta Asignación, en el polígono A' las actividades solo podrán realizarse a nivel del Mesozoico y queda excluida la superficie delimitada denominada "sector". Asimismo, Pemex no podrá realizar las actividades de exploración en los traslapes con las áreas de Asignación establecidas en los anexos 1 de los siguientes Títulos de Asignación que es el A-0369-2M-Campo Xanab, A-0373-Campo Yaxché y AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04. La superficie del área de la Asignación corresponde con 1,107 km<sup>2</sup> y se encuentran en tirantes de agua de los 0' a 90 metros aproximadamente. Respecto a los antecedentes exploratorios, pues también son muy similares a los del área que vimos anteriormente ya que son proyectos grandes, entonces propiamente no tendría caso volverlos a mencionar.

Dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, esta área de la Asignación se encuentra en una, podríamos verlo como una etapa final de evaluación del potencial petrolero y la posible incorporación de reservas o recursos. El objetivo de este plan es continuar con la evaluación del potencial petrolero igualmente en plays Terciarios y Mesozoicos dentro del área, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios. Para esto se propone un conjunto de actividades que cubren a la adquisición y procesamiento de información geofísica, estudios



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

exploratorios y la perforación de prospectos exploratorios. Igualmente, el operador documentó dos posibles escenarios operativos denominados como base e incremental y se tiene documentados hasta 10 prospectos exploratorios.

Bien. Para el escenario base y el rubro de adquisición y procesamiento de información geofísica, se considera licenciamiento de uso de datos. Igualmente, el acondicionamiento de *gathers* y un estudio electromagnético denominado ASAP, los cuales podemos ver en la imagen. Respecto a los estudios exploratorios, se tienen documentados para este caso el desarrollo de 10 estudios exploratorios, dos de identificación, evaluación y selección de prospectos, dos VCDSE y seis pruebas de prospecto. La siguiente por favor.

Para el caso de la perforación de prospectos exploratorios, el escenario base contempla la perforación de Xolot-1, Suuk-1001 y Sasan-1, en los cuales pues su objetivo geológico se encuentra a nivel de Terciario y Mesozoico y se espera un tipo de hidrocarburo como aceite ligero. El posible recurso que se incorporaría sería en el orden de 101 millones de barriles de petróleo crudo equivalente asociado a la perforación de estos prospectos. La siguiente por favor.

Para el caso del escenario incremental y las actividades a desarrollar, se encuentra la ejecución de 14 estudios exploratorios, uno de identificación, evaluación y selección de prospectos, cinco VCDSE y ocho pruebas de prospectos y se tienen documentados la perforación de hasta siete prospectos exploratorios, los cuales podemos ver ahí en la imagen.

Bien. Aquí ilustramos los detalles de cada uno de estos prospectos, en donde mencionamos el objetivo geológico se encuentran dentro de los plays Terciarios y Mesozoicos y se considera que a partir de la posible o eventual perforación de estos prospectos documentados en este escenario se podría incorporar un volumen de recurso de 101.90 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En la siguiente lámina podemos ver el cronograma de actividades que documento el operador, en donde resalta propiamente la perforación de prospecto Xolot-1 que está documentado de septiembre a noviembre de 2019, el prospecto Suuk para el año 2021 y el prospecto Sasan en 2022.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Que, aunque para el caso de este prospecto pudiera verse como un mayor tiempo, simplemente el operador aún no tiene identificado en qué mes comenzaría a perforar dicho prospecto. La siguiente por favor.

Respecto a los programas asociados, al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, de igual manera la Comisión solicitó opinión a la Secretaría de Economía y aún no se cuenta con dicha opinión. Y respecto al Sistema de Administración de Riesgos, también la Comisión remitió la información del Plan de Exploración a la Agencia a efecto de que sea considerado en los trámites o autorizaciones que Pemex tenga iniciada antes dicha autoridad. Respecto al Programa de Inversiones, de nueva cuenta doctora me gustaría cederle la palabra a la maestra Frías.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUCIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados. En el mismo sentido que en el caso anterior, en concordancia con las actividades descritas por el maestro Belmares hicimos el análisis nosotros de las inversiones propuestas por parte del asignatario. En este caso, para el escenario base la inversión total asciende a 148.9 millones de dólares. Igualmente, la mayor parte de la inversión (el 85%) va justo a la perforación de los tres pozos propuestos, seguido de la subactividad geofísica y de la subactividad general. Para el caso del escenario incremental, el costo propuesto es de 397.7 millones de dólares. En el mismo sentido, las inversiones en el escenario incremental incluyen aquellas que se presentan para el escenario base. La mayor parte también de la inversión va justo a la perforación de los 10 pozos propuestos, es el 89% de la inversión, seguida de la subactividad general y geofísica. De la misma manera, la subactividad general considera las mismas actividades que comentamos anteriormente. Y de nuestra parte sería todo, muchas gracias.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Finalmente doctora me gustaría mencionar algunas conclusiones para estas dos Asignaciones, dentro de las cuales, y en un marco generalizado, el conjunto de actividades documentadas pues permitirían consolidar un entendimiento del marco geológico-estructural y las características geológicas existentes en el área. Que en el supuesto de su ejecución, estas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

permitirían comprobar el funcionamiento del sistema petrolero y madurar el conocimiento geológico que se tiene dentro del área de la Asignación, aunado a que a partir de la perforación de los prospectos exploratorios se pudiera precisar el volumen de recursos a incorporar aunado a un estimación más certera del potencial de hidrocarburos en el área y que las actividades a ejecutar están plenamente justificadas dado el estado actual de la exploración de cada una de estas áreas y estar en posibilidades de avanzar dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio.

Por lo anterior, los Planes de Exploración se advierten técnicamente factibles toda vez que las actividades planteadas permitirían evaluar el potencial petrolero y precisar el volumen de recursos a incorporar, con esto maximizando el valor estratégico de las Asignaciones al término del periodo inicial de exploración. Por lo anterior, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación de los Planes de Exploración correspondientes a las Asignaciones AE-0150-Uchukil y AE-0151-Uchukil. Gracias, es todo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. A mí no me queda claro en qué momento se toma la decisión de irse por el escenario incremental en lugar del escenario base. O sea, ¿cuál es el momento de la decisión? Porque si ven las actividades, como que se empalman las actividades. Suceden las dos en el 2019. ¿Entonces qué tuvo que haber pasado para tomar la decisión?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En realidad doctor, lo que hace Petróleos Mexicanos no es hacer escenarios alternativos, sino más bien como un escenario complementario. Entonces las actividades que siempre presenta en el escenario incremental son actividades adicionales. No hay un punto de decisión en el cual se vaya por el escenario base, bueno, por un escenario o por otro, sino que siempre materializa el base y con base en los resultados que va obteniendo opta por tomar algunas de las actividades del escenario incremental y siempre queda establecido tanto en su plan como en el dictamen que las actividades del escenario incremental no es necesario que se desarrollen todas, sino que solamente podrían



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

desarrollarse algunas de ellas o hasta todas quizás. ¿No? Pero no son excluyentes digamos uno del otro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Y eso quiere decir el escenario base siempre se va a cumplir y el escenario incremental se va dando a lo largo del tiempo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exactamente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O no.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, en esa misma lógica y en esta lámina que está en pantalla, el pozo Xolotl – no alcanzo a ver bien – ese es el base, ese se tendría que dar este año y el Siyan-1 podría darse o podría no darse. Y el año que entra podría no pasar nada en materia de perforación o podrían perforarse dos que son del incremental. O sea, es otra vez un tema de supervisión y de ir viendo qué va pasando. Yo nada más para tenerlo claro, el compromiso mínimo de trabajo en ambas es un pozo. ¿Verdad? Y en la 0150 el escenario base es de dos y en la 0151 el escenario base es de tres, perforaciones, es así. OK, está bien muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y simplemente como complemento, porque nos sucede cada vez que presenta en este caso Petróleos Mexicanos un cronograma y otros operadores. Si nos vamos a la página del otro cronograma que fue la 10. Sí es importante platicar en este caso con Petróleos Mexicanos de los cronogramas que tenemos accesados en este caso por ellos porque si nosotros vemos el Orden del Día del día de hoy, nosotros tenemos algunas autorizaciones que se van a dar de algunos pozos y precisamente tenemos dos autorizaciones relativas a los dos planes en el caso que se autorice estos dos planes. Y uno de ellos es precisamente el pozo Xolotl que es el que comentaba aquí el Comisionado Pimentel y el otro es Tetl y Tetl pues estarían perforándolo en 2019 y aquí lo tienen programado al final acá abajo en febrero o algo así del 2020. ¿No?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces como que, o sea, nos están ingresando al mismo tiempo un trámite. Estos planes hay que decirlo que una vez más estamos tratando de hacer una revisión, una evaluación en tiempos cortos, pero nos están otorgando información o dando información a evaluar curiosamente, o sea, como si estuvieran trabajando las áreas de Petróleos Mexicanos de manera independiente el área de perforación y el área que está realizando los Planes de Exploración. Que se trabajó mucho con ellos, pero finalmente parece que no logramos esa cuadratura digamos. ¿No? Porque aquí pues lo más lógico es de que si hoy están presentando, estos pozos tampoco los presentaron, casi nos lo presentaron al mismo tiempo, entonces valdría la pena que pues, bueno, de todos modos lo tienen que hacer una actualización de su plan, pero no debería de ser en estos casos por los tiempos que tenemos en cuanto nos están entregando esta información. ¿No? Entonces yo sí es una recomendación o una solicitud en este caso no es al equipo de trabajo, es a Petróleos Mexicanos, que nos traten de dar la información digamos yo diría lo más precisa posible para que podamos llevar en concordancia nuestros procedimientos. Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De acuerdo. Sobre todo, precisamente en este plan y con el pozo Tetl-1001 se ve. Apenas hace un mes que entró la última información para el plan con este cronograma y para la perforación, la solicitud de perforación de este pozo ahora nos están diciendo, "bueno, nosotros vamos a adelantarlo". Que no está mal, ¿no? Pero sí desde el punto de vista de administración de nosotros, de nuestros tiempos, sí nos afecta. Entonces ahorita tenemos precisamente a su consideración la autorización para perforar este pozo y van a ver ustedes el calendario pues es que nos dicen que ellos están listos en cualquier momento para empezar a perforar. Es decir, ya empezar a perforar en este mes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muy bien. Si, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, nada más pues recordar que estas son, si no recuerdo mal, serían los dos primeros Títulos de Asignaciones de Exploración que recientemente la Secretaría de Energía con la opinión favorable de la CNH otorgó a Pemex, estos 64 nuevos títulos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y la meta, que además viene así en el Plan de Negocios de Pemex, es incorporar 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año, empezando este año y concluyendo en el 2024. Con eso en mente, yo lo que quisiera proponer es que pues fuéramos muy cuidadosos en la manera en la que esto podría darse. Porque ya no me hace tanto sentido por ejemplo que tengan una perforación en esta lámina que estamos ahora viendo en el 2020 y el escenario base tenga la próxima perforación hasta el 2023. Pues en esta meta tan ambiciosa pareciera ser que la calendarización queda muy lejana.

Entiendo que esta es una de las 64 Asignaciones. Quizá valdría la pena pues digamos no perder de vista esta consistencia y esta congruencia que tendría que tener la actividad de perforación en estas Asignaciones teniendo pues en mente la meta ambiciosa de la incorporación de reservas. Entonces yo nada más traerlo a la mesa para pues no pasarlo de largo y tener claros los tiempos. Los ritmos ojalá sean muy exitosos, pero yo creo que vale la pena cada que aprobemos una de estas Asignaciones pues como lo hicimos con los 20 planes traer quizá una sumatoria para tener el seguimiento que es creo nuestra tarea. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que podemos presentarles, si ustedes están de acuerdo, porque a diferencia de los perfiles de producción esperada que se presentan de los Planes de Desarrollo, aquí lo que tenemos es efectivamente de manera puntual la perforación de algún pozo exploratorio y en esa perforación del pozo exploratorio nosotros conocemos, porque lo documenta el operador, el recurso prospectivo asociado. Entonces no se va a ver una gráfica tan continua, sino se va a ver como un pico para un año. Por ejemplo, en este caso para el escenario base habría un pico en 2020, otro pico en 2023 del recurso que probablemente incorporarían.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero hay una posible incorporación de recursos que ustedes están, bueno, que el operador está. Quizá con ese dato ir haciendo una sumatoria no está mal.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, yo creo que lo podríamos hacer. Lo único que quería especificar era que no se va a ver una curva así muy, pero sí podemos llevar una sumatoria efectivamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- La sumatoria poniendo cuántos pozos se están perforando, en cuántas Asignaciones se está dando esa actividad y obviamente pues una sumatoria digamos de estos recursos prospectivos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero no cuántos se están perforando. O sea, yo pensaría que lo que comenta el Comisionado Pimentel es una muy buena idea porque aquí lo que tenemos es digamos yo diría un mínimo y un máximo: el base y el incremental. El mínimo es dos pozos en el caso que estábamos viendo en pantalla de la Asignación 0150-Uchukil, es dos pozos que tienen relacionado cierta posible incorporación de reservas. Entonces se puede considerar como base con cierta incorporación tanto, como incremental tanto y se puede dar un reporte de cuántos pozos se van perforando cuando nos pidan autorizaciones o se dé seguimiento en esto, porque hay seguimiento de la incorporación, y cuánto se incorporó y yo creo que eso es un muy buen seguimiento que podríamos estar dando.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- OK, excelente, lo hacemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Como programa, está bien. Si, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Después de este tema en el Orden del Día vienen los dos pozos, el Tetl-1001 y también el Xolotl-1EXP. Vienen acá adelante y vienen en ese orden porque precisamente para que se puedan autorizar los pozos primero tienen que estar en un plan, que es este que nos están presentando.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Algún otro comentario? Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación de 2 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción.

### **ACUERDO CNH.E.59.002/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueban los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0150-Uchukil y AE-0151-Uchukil.

**II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de modificación de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tetl-1001EXP.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez, Director de Área en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Hernández, por favor.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados, compañeros de la Comisión. Con la venia de la doctora Alma América Porres voy a presentar esta solicitud de modificación al diseño de la autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tetl-1001EXP. Como antecedente en el fundamento legal, tenemos la Ley de Hidrocarburos que le da la facultad de la Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde se menciona las atribuciones de los Órganos Reguladores, el Reglamento Interno de la CNH, donde se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de la Comisión y finalmente los Lineamientos de Perforación de Pozos, donde se establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de pozos. En el caso de la modificación, sería atendiendo el artículo 37, 38, 40 y 41 de los Lineamientos de Perforación de Pozos.

Como antecedente de esta solicitud de modificación, este pozo fue aprobado el día 20 de agosto. Estaba previamente contemplado en la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04. Posteriormente el operador Petróleos Mexicanos solicitó la modificación el día 22 de agosto y en esta modificación básicamente lo que ellos están solicitando es un cambio de ubicación, 720 metros al suroeste en las coordenadas correspondientes al conductor 4, templete de la plataforma Tetl-A. Esto de acuerdo al operador pues permitiría reducir la inversión y adelantar la incorporación de producción del posible descubrimiento al utilizar la instalación futura Tetl-A. Esto obviamente posterior a que ellos hayan cumplido con sus



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Programas de Evaluación y con los requisitos correspondientes para poder pasar esa fase. Como antecedentes de la solicitud tenemos que ahora la actual Asignación es la AE-0150-Uchukil. La clasificación del pozo es 103 pozo exploratorio en nuevo yacimiento.

Dentro de los objetivos geológicos tenemos que va al Mioceno Superior, son dos objetivos, y Mioceno Medio. Aquí tenemos que la profundidad no varía con respecto a lo que se había solicitado previamente. Va de 4,540 a 4,990 metros verticales en el caso del Mioceno Superior y en el caso del Mioceno Medio va a 5,090 a 5,340 metros verticales. El hidrocarburo que se tiene esperado es aceite superligero de 44 grados API y aceite ligero de 35 grados API. Tenemos que la temperatura y presión de los objetivos geológicos son de 121 °C para el Mioceno Superior y 13,779 psi y de 129 °C para el Mioceno Medio con 15,898 psi. De acuerdo a esta presión que se tiene esperada, el pozo se clasifica como un pozo de alta presión. Respecto a esta alta presión, se le solicitó al operador. El operador consideró los criterios de peor escenario para las simulaciones de un caso de un brote. Entonces se hicieron simulaciones contemplando escenarios de fluidos como gas y estos preventores de 15,000 psi estarían dentro o podrían cubrir respecto a la máxima presión esperada en caso de alguna contingencia, considerando un peor escenario.

El tipo del pozo ahí sí cambió respecto a la trayectoria. Originalmente era una trayectoria vertical, ahorita tenemos que es una trayectoria tipo "S". Esta trayectoria tipo "S" es con el fin de alcanzar los objetivos propuestos. El pozo se perforará verticalmente hasta los 1,700 metros verticales, donde se iniciará una desviación con una severidad de 1.5 grados cada 30 metros y un azimuth de 64.83 hasta los 2,200 metros. Ahí se va a alcanzar una inclinación máxima de 25.1 grados y se va a perforar tangente hasta los 3,337 metros, donde nuevamente iniciará una desviación con una severidad de 1.5 grados cada 30 metros, buscando la vertical para perforar hasta los 5,441 metros verticales o 5,580 metros desarrollados por ser un pozo tipo "S". De acuerdo al programa calendarizado del operador, se tiene estimado iniciar esta perforación el 10 de octubre de 2019 y concluir la misma el 14 de enero del 2020, dando un total de 96 días e iniciar la terminación el 15 de enero de 2020 y concluir la misma el 2 de abril del 2020, dando un total de 174 días para esta operación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de esta actividad de terminación, se tiene programado efectuar dos pruebas de producción, una al Mioceno Superior y una al Mioceno Medio, haciendo uso de un aparejo de producción DST, un aparejo de prueba y con el uso de un barco de proceso. Respecto a los costos de la perforación de este pozo, tenemos que para la perforación son 819 millones de pesos y para la terminación son 427 millones de pesos. Esto nos da un total de 1,246 millones de pesos. Y respecto a la anterior autorización, únicamente se observa un incremento en la operación de 0.3%, tomando en consideración que el operador hace cálculos considerando un 0.05 o un 5% de margen. No hay un incremento significativo en la perforación del pozo respecto a los costos. Para el equipo de perforación se tiene que es la plataforma autoelevable la Cantarell II. Es el mismo equipo que se tenía considerado. Este tiene una potencia de 3,000 HP, una capacidad de perforación de 9,144 metros. Esta plataforma puede operar en tirantes de hasta 120 metros de tirante de agua y está dotada de preventores y conexiones superficiales de control de 15,000 psi. El recurso prospectivo es de 37 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, eso es a la media sin riesgo, y tiene una probabilidad de éxito geológico del 38%.

Respecto a la trampa, lo que podemos mencionar es que es de tipo combinada, donde la componente estructural tiene cierre propio en las direcciones Noreste y Noroeste y cierre contra fallas normales hacia las partes Sureste y Suroeste. La componente estratigráfica está asociada a rasgos sedimentarios de complejos de canales y desbordes. Ahí lo que podemos observar es una comparativa entre la trayectoria vertical y la nueva trayectoria tipo "S" que es la de la reubicación. De acuerdo con las facies sísmicas, se estarían perforando secuencias de lutitas y areniscas, donde no se observan cambios laterales de facies que modifiquen la velocidad y las geopresiones. Respecto al cambio de trayectoria, se realizó una comparación de las velocidades de intervalo, donde no se observa ningún cambio. Conserva la misma tendencia, solo se estarían cortando mayores espesores de areniscas.

Del lado derecho en la sección se puede apreciar la trayectoria del pozo donde sí se presenta ya en tipo "S", pero respecto a los objetivos en el Mioceno Medio y en Mioceno Superior va a los mismos objetivos en fondo, bueno, que la autorización previa. Únicamente lo que estamos, lo que propone el operador es desplazarlo 720 metros, pero en superficie. Y ya



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para la cuestión de los objetivos, iría al mismo objetivo y a la misma trampa. Pasamos a la siguiente por favor.

Respecto al diseño del pozo, el operador presentó las diferentes opciones de diseño para la perforación basado en el análisis de las condiciones del yacimiento, de la columna geológica y de los pozos Tecoalli-1001, Tecoalli-1 y Nantzin-1EXP, mismos que fueron considerados por su cercanía y similitud geológica del prospecto. Vemos que en cada etapa de la perforación cumple con sus objetivos particulares. Para la obtención de este modelo geomecánico, Pemex aplicó la metodología y flujo de trabajo VCD. La ventana operativa está compuesta por las curvas de presión de poro. Como podemos ver, es la línea roja punteada. La presión de colapso es la línea roja discontinua. El inicio de la pérdida que es la línea azul que está discontinua. El gradiente de fractura, que es la línea azul y el gradiente de sobrecarga que es la línea que se presenta en color fucsia.

Y Respecto a las presiones de poro que se tienen estimadas, se espera un comportamiento normal equivalente al hidrostático desde el lecho marino hasta los 900 metros. Ahí se va a perforar con densidades de lodo de 1.03 a 1.04. Posteriormente, se presenta la zona de presiones o rampa de incremento de 900 a 4,750 metros verticales, donde se alcanza un gradiente máximo de presión de poro de  $1.85 \text{ gr/cm}^3$ . Seguido, se presenta un fuerte incremento dentro de la zona objetivo, donde se observa un gradiente de presión de poro de hasta  $2.08 \text{ gr/cm}^3$ . A la profundidad de 4,900 metros verticales y a la profundidad total del pozo de 5,440 se espera una presión de poro máxima de  $2.10 \text{ gr/cm}^3$ .

Ahí lo que el operador plantea como medida de mitigación de riesgos es el uso, bueno, de cabeza rotatoria y la utilización del equipo MPD que es el manejo de las presiones de superficie, el cual en caso de que se observe alguna pérdida esta se puede controlar desde superficie reduciendo la contrapresión que se tiene en el pozo. De la misma forma, en caso de un influjo también se puede ajustar la presión que se tiene ejercida al pozo por medio de este equipo. Es un equipo automatizado de manejo de la presión. Pasamos a la siguiente lámina por favor.

Ya dentro de los elementos de evaluación, tenemos que se tiene el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos y el cumplimiento al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Energética. Se observó el cumplimiento de los requisitos y elementos técnicos establecidos en el artículo 40 de los Lineamientos de Perforación de Pozos. Se observó la acreditación de los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos propuestos, así como preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. Tenemos que el pozo exploratorio en aguas someras Tetl-1001 está considerado en este nuevo Plan de Exploración aprobado por el Órgano de Gobierno en esta 59ª sesión de Órgano. Se observó también la utilización de la tecnología adecuada para la perforación del pozo mediante la selección del equipo de perforación, las conexiones superficiales de control y los elementos para la perforación como sartas, fluidos y barrenas.

Respecto al cumplimiento al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y, de ser exitoso este pozo, se va a contribuir a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación y se va a utilizar la tecnología adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos. Con respecto a la revisión o análisis técnico de esta solicitud de modificación, sería todo. Gracias por su atención.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Hernández. ¿Algún comentario Comisionados? Yo nada más tengo una duda. La presión del Mioceno Medio es de 15,898 psi. ¿No? Y los preventores están a 15,000. ¿En superficie cuánto se tendría más o menos?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Ellos se hacen simulaciones con diferentes fluidos de acuerdo a lo que se tiene esperado en el pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos con lo que están previniendo.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Ellos en el peor escenario que sería un gas que ellos calcularon de 0.23 de gradiente, estaría resultando en una presión máxima esperada en superficie de 14,500 psi. ¿Sí? Considerando una presión máxima de fondo es mayor





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

todavía, sería de 16,280 psi en el fondo. Entonces si ellos se consideran ese escenario del pozo lleno de gas de 0.23, la máxima presión esperada sería de 14,500 y estamos hablando de un escenario, de un peor escenario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El peor escenario.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Y de hecho ellos hicieron otros cálculos con fluidos de 0.8 en flujos de agua y están manejando rangos de presión de 10,000 psi. Pero para un caso de un gas, es 14,500 en superficie.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digamos que están bien los preventores.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Está dentro del rango, sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y otra pregunta que me surgió es el costo en este caso es de 1,246 millones de pesos. En dólares estaríamos que son 600 tantos millones, la mitad de esto. ¿No? 600, alrededor. O sea, ¿sí checaron que estuviera congruente con lo que dice el plan en costos?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Si, de hecho, se hizo la comparativa tanto en el plan anterior donde estaba contemplado del Amoca-Yaxché como este nuevo plan. Hay una diferencia de 1,241 millones contra 1,245 millones y esto se verificó que estuviera dentro de lo que está autorizado como monto de inversión para la perforación del pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ellos dicen que van a gastar alrededor en este pozo en especial 30,747,745, que creo que eso lo dijeron en el plan para el caso de Tetl. Si vemos donde van a perforar el pozo. O sea, digamos a mí no me checan las cifras pues en pocas palabras. ¿Sí? O sea, mi recomendación es de que checáramos el monto que están dando para perforar en el plan y lo que nos están diciendo en la autorización para que sean congruentes las cifras. ¿No? A mí o cuando



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

menos de lo que presentaron que van a invertir en la parte de perforación no me están checando las cifras. Aparentemente aquí es más.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. En el plan se ve que en el 2020 son 31 millones prácticamente. Sin embargo, esta tablita considera inversión desde el 28 de agosto de 2019. O sea, hay un costo también en 2019 del pozo, eso ya lo habíamos verificado. No recuerdo exactamente cuánto es, pero sí hay un costo. Es decir, este costo de la perforación del pozo para el 2020 no es el total del costo del pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, el pozo según mi suma son alrededor de 645 millones en pesos de lo que dice el plan.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Para el 2020.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, lo que dice el plan y lo que dice aquí es de que van a invertir 1,246 millones. O sea, la cifra parecería que es el doble lo que dice en la autorización. O sea, no me es congruente lo que dice la autorización de lo que dice el plan. O sea, simplemente se los dejo porque son cifras que también tendríamos que cuando menos dar seguimiento y ustedes dicen que checaron con el plan. ¿No? Entonces ahí es donde no me está.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Es que va por años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, ya sé.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí doctora, lo que pasa es que está desglosado por año. Usted está comparando el 2019.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, este pozo se está perforando según aquí en 2020 y empieza en inversiones en 2019 y 2020. Si suman ustedes el rubro de perforación en el plan 2019 y 2020, cuando mucho llegan a 800 millones, no a 1,200 millones que es lo que estamos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aquí viendo y lo que ustedes están poniendo aquí. Ese es el único punto que no está checando lo que se acaba de ver en el plan con lo que se está viendo en la autorización del pozo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- OK, lo checamos entonces.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más porque lo acabamos de ver, por eso lo tengo tan presente y lo tengo aquí en mi carpeta. ¿Sí? Nada más es revisarlo, ¿no? Digo, porque sí es importante saber. O sea, porque para el plan inclusive se revisa que esté en rangos, o sea, cada una de las actividades, etc., y si no estuviera en rango pues sí se previene o se hace alguna aclaración con el operador. En este caso, o sea, se está tomando como un dato. Ese es el único punto que estoy. Y como se está presentando en esta misma sesión, se vio el dato de perforación en el plan.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- OK, lo verificamos doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Si no hay algún otro comentario, Secretaria. ¿Sí? Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás quería preguntar si han checado bien en la posición de Tetl-1001, pues está exactamente en la frontera de la Asignación y se la están moviendo 700 metros hacia el Oeste. Entonces si sigue estando adentro de la Asignación, sobre todo haciendo un pozo que no es vertical.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Si, ya respecto a las distancias que tendría con respecto a ese polígono, está a 1 km de distancia. Ya con los 720 metros que se movió, todavía queda alejado 1 km.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y cuando perforas, el término de la perforación también cumple.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Si, de hecho va al



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

lado contrario. Sería 1 km en superficie y 1,720 metros en fondo. O sea, regresaría a su posición original por la trayectoria tipo "S".

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica la autorización a Pemex Exploración y Producción Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos para realizar la perforación del Pozo Exploratorio en Aguas Someras Tetl-1001EXP.

### **ACUERDO CNH.E.59.003/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se modifica la autorización a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tetl-1001EXP.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

#### II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Xolotl-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez, Director de Área en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Nuevamente. Ahora el asunto que traemos a su consideración se trata de una autorización, una solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Xolotl-1EXP del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. Respecto al fundamento legal, es el mismo el marco normativo, únicamente aquí tenemos el artículo 25, 27 y 30 que es acerca del cumplimiento o los requisitos de los lineamientos de perforación, para las solicitudes de autorización de perforación de pozos. Pasemos a la siguiente lámina por favor.

Los datos generales del pozo Xolotl-1EXP. Este su nombre proviene del náhuatl, quiere decir Venus o estrella de la tarde. El proyecto Xolotl-1EXP corresponde a la Asignación AE-0151 y se ubica en aguas territoriales del golfo de México frente a las costas de Tabasco. Este está a 22.1 km al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco, a 2.2 km al noroeste del pozo Xanab-101 y a 3.7 km al suroeste del pozo Xanab-1.

La perforación de estos tres pozos se encuentra contemplada dentro del Plan de Exploración de la Asignación AE-0151-Uchukil. Tenemos que el objetivo geológico de este pozo es el Mioceno Superior de 3,640 a 3,840



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

metros verticales. Se trata de un pozo somero, está en tirante de agua de 22 metros. El objetivo de la perforación de este pozo es incorporar reservas de aceite ligero en el play Mioceno Superior. Esto con base en la información disponible del descubrimiento de los campos Tlacame, Yaxché y Mulach. Se pretende evaluar la continuidad del play Mioceno Superior y esto es, bueno, lo que motivó a proponer esta ubicación exploratoria. Tenemos que el hidrocarburo esperado es aceite de 23 a 30 grados API. La temperatura y presión del yacimiento es 107 °C y 7,536 psi. Dentro de lo que es clasificación de temperatura y presión, se trata de un pozo normal. El tipo de pozo o la trayectoria programada es una trayectoria vertical y se tiene una profundidad programada total de 3,890 metros.

Dentro del calendario del operador se tiene estimado iniciar la perforación el 3 de octubre del 2019 y concluir la misma el 25 de noviembre de este mismo año. Son 53 días para la perforación e iniciar la terminación que es el 26 de noviembre de 2019 y concluir la misma el 22 de diciembre de este mismo año. Es un total de 79 días para esta intervención. Para la terminación únicamente se tiene programada efectuar una prueba con aparejo DST con objetivo Mioceno Superior. El costo que se tiene estimado para esta perforación son de 450 millones de pesos para la perforación y 195 millones de pesos para la terminación. Esto nos da un total de 645 millones de pesos. Las principales características del equipo de perforación se trata de una plataforma, es la plataforma autoelevable West Courageus. Es una plataforma que tiene una potencia de 3,600 HP, una capacidad máxima de perforación de 9,144 metros y un sistema de preventores de 15,000 psi. Dentro de las también capacidades de este equipo, se tiene una capacidad de alojamiento de 120 personas y el equipo ya cuenta con equipos automatizados para la ejecución de las actividades. Tenemos que hay un recurso prospectivo a la media sin riesgo de 81 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 57%.

En la siguiente lámina vamos a ver la descripción de la trampa. Lo que tenemos que mencionar acerca de la trampa es que es de tipo combinada, donde la componente estructural presenta cierres contra fallas normales hacia la porción Norte, Este y Sur con un ligero cierre propio en la dirección Oeste. La componente estratigráfica está definida por los sistemas de depósito de canales y lóbulos. Ahí como podemos ver en la sección se



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

puede precisar que la localización Xolotl que está del lado izquierdo se muestra la trayectoria vertical y este nuevo pozo va en busca de un posible yacimiento en el Mioceno Superior, como podemos ver en la lámina, a diferencia del pozo Xanab, del campo Xanab que realizó actividades en el Mesozoico en profundidades de hasta 6,800 metros. Respecto al pozo Mulach-1 pues vemos que está separado por todo el sistema de fallas. Eso es respecto a la trampa. Pasamos a la siguiente lámina del diseño del pozo por favor.

Tenemos respecto al diseño se verificaron las opciones de diseño basados en el análisis de pozos análogos, columna geológica y condiciones del yacimiento. En la lámina del lado derecho podemos apreciar lo que es la columna geológica que nos muestra que se va a perforar formaciones desde el Reciente Pleistoceno hasta el Mioceno Superior. Tenemos en el medio la curva o el perfil de geopresiones, donde se observa las curvas para los gradientes de sobrecarga, de fractura, la densidad de lodo programada que tenemos de color verde y la presión de poro en color rojo. De la misma forma, tenemos el estado mecánico del lado derecho donde tenemos que se tiene estimado asentar... Es pozo programado en cuatro etapas con una tubería de revestimiento de 20", asentar a 275 metros una tubería superficial de 13 3/8" a 1,250 metros y una tubería intermedia de 9 5/8" a 3,150 metros, para concluir la misma con un liner de producción de 7 5/8" a 3,890 metros.

Lo que podemos apreciar en ese análisis de geopresiones es que el pozo va a perforar aproximadamente 2,000 metros de sedimentos arcillosos arenosos. Estos poco consolidados desde el lecho marino hasta la base del Plioceno Medio, donde la presión de poro se considera normal con valores de 1.03 a 1.05 gr/cm<sup>3</sup>. Vemos que del Plioceno Inferior al Mioceno Superior es probable que se tengan secuencias de lutitas con alternancias de cuerpos de areniscas, donde se espera la zona de transición o la rampa de incremento de presión que va con una variación de 1.08 a 1.52 gr/cm<sup>3</sup>. Asimismo, se evaluó como segundo mecanismo de generación de alta presión el fenómeno de flotación y donde se obtienen máximas presiones de poro del orden de 1.56 gr/cm<sup>3</sup>, que es donde está la curva de presión de poro. Este punto que se observa aquí sería el fenómeno de flotación de hidrocarburos que da una presión de poro máxima de 1.56 gr/cm<sup>3</sup>.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Durante la perforación de este pozo se pronostica atravesar cuatro fallas. A nivel del Plioceno Superior, una falla normal a 1,140 metros como lo marca la columna geológica del lado izquierdo. Para el Plioceno Medio se espera una falla normal a 1,690 metros verticales y en el Plioceno Inferior una falla normal a 2,290 metros verticales y una última falla en el Mioceno Superior a 3,090 metros verticales. Estas fallas pues presentarían el riesgo de probables pérdidas de lodo debido a que se encuentran ubicadas entre cuerpos de areniscas posiblemente permeables. También pudiera haber en las fallas que se encuentran dentro de las zonas objetivo posible flujo de hidrocarburos o altas presiones. Esto, bueno, de acuerdo a información del operador lo mitigarían bombeando o programando baches obturantes para el caso de las pérdidas y cuidando la adecuada presión de los lodos para el caso de los posibles inlfujos y un monitoreo constante de las presiones y de los fluidos retornados a superficie. Esto es respecto al diseño. Pasemos a la siguiente lámina por favor.

Respecto al cumplimiento del artículo 32, se observó el cumplimiento de los requisitos y elementos técnicos establecidos en el artículo 27 de los lineamientos. Mediante el análisis de la información de la metodología VCD del operador, se observó el soporte técnico para la selección del diseño, donde ellos evaluaron diferentes alternativas para estados mecánicos y los procesos de construcción del pozo. Se observó la acreditación de los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos propuestos, así como preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. El pozo exploratorio en aguas someras Xolotl-1EXP está considerado en el Plan de Exploración aprobado en la 59ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno celebrada el día de hoy 2 de octubre de 2019. También pudimos ver la utilización de la tecnología adecuada para la perforación del pozo.

Y respecto al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, se va a contribuir a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y durante toda, bueno, la exploración de este pozo se va a utilizar la tecnología adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos. Respecto a esta solicitud de autorización es todo por mi parte. Muchas gracias.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Hernández. ¿Algún comentario? Creo que aquí sí está por cierto más o menos aproximado. Por favor Secretaria nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.003/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos para realizar la perforación del Pozo Exploratorio En Aguas Someras Xolotl-1EXP.

### **ACUERDO CNH.E.59.004/19**

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Procedimiento de Terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área contractual, respecto del contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L01-A2/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Álvarez.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNANDEZ.- ¿Qué tal Secretaria Ejecutiva? Comisionados, buenas tardes. Como bien lo comentan, el tema que traigo a la mesa es el inicio del procedimiento de terminación por la renuncia del contratista a la totalidad del área contractual para el Contrato CNH-R01-L01-A2/2015. Como ya es costumbre, antes de entrar al tema, datos generales de este Contrato. Este Contrato corresponde a uno de los dos Contratos que se firmaron en la convocatoria de licitación 1.1, siendo este el bloque 2 o área 2, donde los contratistas son Hokchi, Talos y Sierra, siendo el operador Hokchi. Aquí quizá valga la pena precisar que en este Contrato se han firmado tres convenios modificatorios, dos de ellos en una cesión parcial y el tercero de ellos para la cesión de control al operador que en esta instancia es Hokchi. Este Contrato tiene una fecha efectiva del 4 de septiembre del 2015, tiene una duración de 30 años, es un Contrato de Producción Compartida y se



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

encuentra ubicado en las Cuencas del Sureste, alrededor de unos 15 km del Puerto de Coatzacoalcos. Adelante.

¿En dónde se encuentra al día de hoy este Contrato o cuál es el estatus del Contrato? Este Contrato se encuentra en lo que el propio Contrato establece como el periodo inicial de exploración. Aquí es importante recalcar que ya se había autorizado un Plan de Exploración el 23 de junio del 2016. Sin embargo, en diciembre del 2018 a petición del operador este Órgano de Gobierno aprueba la modificación a dicho Plan de Exploración y en donde básicamente la modificación era la inclusión de dos pozos, el Acan-1 y el Yaluk-1 dentro de esta modificación, así como la realización de registros, registros especiales, perfiles sísmicos verticales, toma de núcleos y creo que también pruebas de formación.

En ese sentido, el Contrato en esta convocatoria 1.1 establece que el periodo inicial de exploración es de cuatro años. Entonces si el Contrato fue firmado en 2015 pues prácticamente el 4 de septiembre del 2019 está finalizado este periodo inicial de exploración. Cabe la pena recalcar, porque será materia de esta presentación, la motivación del operador a la renuncia total del área contractual pues se debe principalmente al resultado que obtuvo de la perforación de ambos pozos. En primera instancia el Acan-1, que prácticamente con base a la información que el contratista ingresa a la Comisión Nacional de Hidrocarburos lo declara como un descubrimiento de gas no comercial. Y en segunda instancia está el pozo Yaluk, que este prácticamente resultó invadido por agua salada, entonces prácticamente al finalizar la perforación y terminación del pozo lo abandonan completo. Adelante.

En ese sentido, un poco de antecedentes, quizá no a la totalidad del Contrato, pero sí recordar que este Contrato fue firmado el 4 de septiembre del 2015. Lo que ya les mencionaba de este periodo inicial de exploración de cuatro años, donde se aprueba un primer Plan de Exploración en 2016, una modificación a dicho plan en diciembre del 2018 y recientemente la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos acredita las unidades de trabajo a este operador petrolero, principalmente derivado de la finalización de las actividades de perforación de los pozos que mencioné en la lámina anterior. Y obviamente, como



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

también lo veíamos en la lámina anterior, pues este 4 de septiembre de este año termina lo que es el periodo inicial de exploración.

Derivado de lo anterior, pues recibimos la notificación formal por parte del operador de la renuncia y devolución de la totalidad del área contractual el 9 de mayo, perdón, el 5 de septiembre y en ese mismo 5 de septiembre, tal cual como lo establece el Contrato inicia la etapa de transición final del mismo. Otro hito importante pues es el de la presentación de información para el cumplimiento de la etapa de transición final. Derivado de esa notificación que el operador hace a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, pues nosotros disparamos un oficio donde le requerimos que cumpla con los elementos mínimos derivados de lo que establece la cláusula 18.7 que deberá de entregar como parte del proceso de terminación del Contrato como tal. Y en color verde lo que ustedes ven ahí en la parte inferior del lado derecho pues es lo que estaríamos buscando el día de hoy que es la instrucción del inicio de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada para este Contrato.

En ese sentido, antes de entrar a mayor nivel de detalle contractual y jurídico, lo que ustedes pueden observar ahí es un diagrama que no pretende ser exhaustivo, pero sí pretende mostrar cuáles son las etapas principales en las que se encuentra este Contrato. Entonces lo que ya ocurrió fue ese ingreso de la notificación de la renuncia como lo ven del lado izquierdo, lo que detona el inicio de la etapa de transición final y con esto pues el contratista da fin también al periodo inicial de exploración.

Derivado de eso, vino una validación contractual y jurídica de todos los elementos requeridos y es con eso que subimos el día de hoy para iniciar el proceso de terminación del Contrato, donde a grandes rasgos, pues en caso de así ustedes considerarlo conducente, pues iniciaremos el procedimiento de terminación anticipada. Obviamente nos instruirán a la UATAC para que con apoyo de la Dirección General de Contratos sustentemos el procedimiento y se designe a un tercero que en grandes rasgos acompañará al contratista durante este periodo de la etapa de transición, de la transición final. En ese sentido, pues lo que tendremos que hacer de ahora en adelante pues será notificar la renuncia a las autoridades correspondientes. Obviamente tendríamos que hacer un análisis de responsabilidad del abandono, sobre todo de los dos pozos que el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contratista perforó al amparo de este Contrato, y tal cual también como lo establece el propio Contrato, pues llevar a cabo el protocolo de acompañamiento para la recepción del área.

Derivado de todo ese procedimiento, lo que ocurrirá es que esta unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, con el apoyo de la Dirección General de Contratos, generaríamos un dictamen derivado de este proceso y nuevamente subiremos a Órgano de Gobierno, pero ya para que el Órgano de Gobierno instruya en su caso – de así considerarlo – la terminación anticipada del Contrato, inicie ya el proceso formal de la terminación anticipada del Contrato y se establezca la fecha de terminación del Contrato y la devolución formal ya del área contractual. Adelante.

En ese sentido, ahora entrando un poco en el marco jurídico que es lo que detona este proceso de devolución por parte del contratista, esto está sustentado principalmente en la cláusula 7.1 de las reglas de devolución y reducción del área contractual, donde me voy a permitir leer lo que dice expresamente el Contrato, que dice “si al contratista no se le concedió el periodo adicional de exploración, al finalizar el periodo inicial de exploración el contratista deberá renunciar o devolver el 100% del área contractual que no cuente con un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH, salvo que haya sido designada área de evaluación”. En este sentido, al no haber un pronunciamiento por parte del contratista de continuidad de actividades y de un descubrimiento que a la postre diera esta designación de evaluación, pues es que se considera que se debe de devolver el 100% del área tal cual como lo manifiesta el contratista en su propia notificación.

De este sentido no hay que perder de vista que el hecho de que el contratista ejerza su derecho de finalizar el Contrato o dar por terminado el Contrato por anticipado, no lo exime de las otras obligaciones que tiene dentro del Contrato y a esto hacemos referencia a la cláusula 7.2 del mismo, que a grandes rasgos establece sus compromisos de terminar con el Programa Mínimo de Trabajo y con el incremento al Programa Mínimo que se comprometió, así como a otras obligaciones, entre ellas la obligación del abandono adecuado de los pozos.

De igual manera, pues como lo veíamos con dicha notificación, dicha notificación dispara lo que se conoce como la etapa de transición final.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como lo veíamos en la línea de tiempo, una vez que el contratista nos hizo esta notificación de la renuncia al área, nosotros le solicitamos que nos ingresara la información a la que hace referencia esta cláusula 18.7, durante la cual se llevará a cabo la entrega del área. Entonces en este momento el contratista ya respondió para el tema de inventario de activos, el tema de informe de producción pues no hubo producción dentro del área contractual, para el tema de la actualización de la línea base social y de la actualización de la línea base ambiental. Y es aquí durante esta etapa donde la CNH, en caso de así aprobarlo este Órgano de Gobierno, designarán que ya sea la CNH o un tercero lo acompañe en este proceso de abandono del área contractual.

Entonces resumiendo un poco ese diagrama que les mostraba en la tercera, cuarta lámina de esta presentación, podríamos resumirlo en tres grandes etapas que sería la etapa de la renuncia del área contractual, la etapa del procedimiento de terminación y la entrega del área contractual. En ese sentido, hoy estaríamos esperando la aprobación de este Órgano de Gobierno para que nos permitan iniciar el proceso de la etapa de transición final, lo que nos llevará – como ya lo había explicado – a llevar a cabo todas las actividades que se encuentran dentro del proceso o procedimiento de terminación del Contrato, enfocado principalmente a lo que veíamos la cláusula 18.7 que ya el contratista ingresó la mayor parte de la información. Al tema de realizar estas consultas internas y externas, me refiero a externas pues a otras autoridades en términos como el SAT, el Fondo, etc., para saber que el contratista se encuentra en cumplimiento de sus obligaciones. E internas, en el caso de otras áreas como el área de exploración, sobre todo para validar los datos que se entregaron como parte de los informes finales del pozo o los informes finales de construcción de los pozos y revisar específico el tema del abandono. Y finalmente pues aquí es donde llegaríamos con ustedes con ese dictamen para que nos indicaran el fin del procedimiento como tal.

Es por ello que dentro de este tema la propuesta de resolución trae siete puntos. El primero de ellos pues es que este Órgano de Gobierno nos instruya iniciar el proceso de terminación anticipada del Contrato. En el segundo de ellos que instruya a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos o UATAC para que integremos y analicemos la información y que con apoyo de la Dirección General de Contratos y de la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Unidad de Contratación y Seguimiento Jurídico tramitemos todo este procedimiento. De igual manera se nos instruya a la UATAC con apoyo de la Dirección General de Contratos para que solicitemos a todas esas diferentes autoridades que se considera en el ámbito de sus competencias que realicen la supervisión y validación de la información que entregue el operador petrolero o el contratista.

En el número cuarto está instruir nuevamente a la UATAC para que designe personal a su cargo o bien a un tercero que acompañará al contratista en términos de lo establecido en el considerado décimo de la presente resolución, que es básicamente en el acompañamiento de este proceso. El quinto es instruir nuevamente a la UATAC, nuevamente con apoyo de la Dirección General de Contratos, para que en caso resultara aplicable evaluemos las condiciones de los pozos y materiales que le serán transferidos al Estado y esto con la finalidad principal de determinar el caso de los pozos y materiales que tendrán que ser abandonados por el contratista o el operador anterior. Y el sexto será ya la notificación de esta resolución a las autoridades competentes. Y finalmente pues la inscripción como siempre de esta resolución en el Registro Público de la Comisión. Entonces con esto termino la exposición y en dado caso de que exista alguna pregunta con muchísimo gusto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Álvarez. ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, a manera de contexto recordar que esta fue la primera licitación de la ronda 1 que se licitaron 14 áreas, se adjudicaron dos. Esta es una de ellas, el área 2 y la que pues ya nos lo expuso muy bien Fausto después del periodo inicial de exploración no hay ningún descubrimiento y en consecuencia se devuelve la totalidad del área. Pero pues así es la exploración. En el otro Contrato que se adjudicó, el área 7, ahí tuvo lugar el descubrimiento de Zama. Fueron por cierto los mismos licitantes ganadores, aunque después hubo ahí alguna reconfiguración contractual interesante.

En este que ahora estamos analizando ya nos lo decían el operador es Hokchi. En el área 7, si no recuerdo mal, el operador es Talos. Pero bueno, simplemente pues recordar que se trató de estas dos áreas contractuales. Una, esta que ahora nos ocupa que no tuvo éxito exploratorio. No obstante, la otra, pues la otra sí lo tuvo. Entonces pues así es la industria,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

así es la actividad exploratoria y por eso personalmente creo que es deseable que cada vez haya más actividad exploratoria y pues evidentemente pues si hay jugadores creo que el éxito también es mayor. ¿No? Pero bueno, ese es otro tema. Yo aquí la dejo, muchas gracias doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado. Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.004/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual, respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L01-A2/2015.

#### **ACUERDO CNH.E.59.005/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, 13 fracción II inciso i) y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 3.5 del Contrato CNH-R01-L01-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área contractual, respecto del citado contrato.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del primer convenio modificatorio de los contratos CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018, CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018 y CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Paolo de Jesús Tinto López, Director General de Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Tinto.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ.- Gracias Comisionados, muy buenas tardes. Venimos en este momento a traer el primer convenio modificatorio a los Contratos CNH-R02-L04-AP-CS-G01, G02 y G04, los tres de 2018, derivado de la cesión del interés de participación que explicaremos más adelante.

K- Los datos de los Contratos. El contratista actual es Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Todos fueron firmados el 7 de mayo del 2018, son de licencia con una duración de 35 años. El 4 de julio de 2019 Shell Exploración y Extracción de México (SHELL) le notificó a esta Comisión que el 3 de julio de 2019 celebró un convenio de cesión del 40% de sus derechos y obligaciones, es decir, de su interés de participación de cada uno de estos Contratos a favor de Chevron Energía de México, en adelante CHEVRON. El convenio se encuentra sujeto a las siguientes condiciones. El primero es el pronunciamiento de la Comisión Federal de Competencia Económica y el segundo la celebración de los convenios modificatorios de los Contratos que en este momento traemos a su consideración. En virtud de lo anterior, la propuesta de la nueva integración de los contratistas y de los intereses de participación que existiría en cada uno de los Contratos es el siguiente. SHELL continuaría siendo el operador y conservaría el 60% del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

interés de participación y CHEVRON entraría en cada uno de los Contratos con el 40% de interés.

El marco contractual que nos permite hacer esta operación lo encontramos en la cláusula 24.1, donde cualquier cesión deberá de ser notificada a la Comisión dentro de los 30 días siguientes a la realización, supuesto que se dio. La cláusula 24.2 señala que cuando la cesión es por menos de la totalidad de los intereses, el cedente en virtud del presente Contrato o si hay más de un cesionario, este Contrato deberá de ser modificado para reflejar que la participación del contratista en este Contrato a partir de ese momento será detentada por más de una persona. Dicha modificación deberá estar basada en el formato de Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia que se utilizó para licitantes organizados en forma de consorcio en el proceso de licitación internacional conforme al cual este Contrato se le asignó al contratista. Y, por último, la cláusula 27 que es cualquier modificación al Contrato deberá hacerse mediante acuerdo por escrito de la Comisión y el contratista.

¿Cuáles son los requisitos que se verificaron? Se verificaron todos los requisitos que a cualquier no operador en las Bases de Licitación CNH-R02-L04/2017 se le aplicaron, siendo los siguientes: la capacidad legal, la cual se da por satisfecha; que no esté inhabilitado para contratar con la Comisión, la cual está satisfecha; la procedencia lícita de recursos financieros, la cual está satisfecha; y la capacidad financiera que es contar con un capital contable de 250 millones de dólares según las Bases de Licitación. Me gustaría señalar en este momento que incluso CHEVRON es operador en un Contrato de la misma ronda y de la misma licitación con el 37.5% en ese Contrato.

En razón de lo anterior, me permito precisar las siguientes consideraciones. No se afectan las capacidades técnicas, de experiencia y financiera para continuar realizando las actividades petroleras en virtud de que SHELL continúa siendo parte de los Contratos, incluso como lo mencionamos, operador. Incluso entra una nueva empresa participante que es CHEVRON, el cual cumplió con todos los requisitos de no operador. La cesión que se hace en este momento de SHELL a favor de CHEVRON no implica un cambio de control corporativo y de gestión ni un cambio de control de operaciones



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y CHEVRON cumplió con todos los requisitos de no operador previstos en las bases.

Por lo anterior, traemos a su consideración el siguiente proyecto de resolución, el cual sería instruir la firma del Primer Convenio Modificatorio de los Contratos CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018, CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018 y CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018. Notificar las resoluciones a SHELL, CHEVRON, SENER, Secretaría de Economía, Hacienda, al Fondo Mexicano y a la ASEA y su inscripción de las resoluciones en el Registro Público de esta Comisión. Sería todo Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Tinto. ¿Algún comentario Comisionados? Si, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, sólo otra vez como contexto recordar que esta es la cuarta licitación de la ronda 2 que fue aguas profundas, que es el área lo hemos dicho pues que más requerimientos financieros implica, que estas actividades en el mundo se llevan a cabo por regla general como consorcio, que yo creo que es una señal muy positiva que CHEVRON adquiera el 40% de participación en estos tres Contratos, SHELL se mantiene como operador en los tres. Y bueno, pues otra vez, así es la industria, yo creo que es una buena señal. Estas actividades de exploración pues toman tiempo. En aguas profundas, si no recuerdo mal, el periodo inicial más el periodo adicional de exploración estamos hablando de 8 años me parece.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Puede ser hasta 10 años.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pueden ser hasta 10, mira, si se suman pueden ser hasta 10. Entonces bueno, yo simplemente como contexto traer a la mesa de que son los Contratos de aguas profundas y que creo que son dos empresas pues con presencia a nivel mundial desde luego y que creo que es una buena señal. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado. Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.005/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.006/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.59.007/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia en aguas profundas, CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.

### **ACUERDO CNH.E.59.006/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, letra h. y 28 fracción VI del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno aprueba las Resoluciones por las que instruye la suscripción del primer convenio modificatorio de los contratos CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018, CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018 y CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.

**II.7 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación, adición y derogación de diversas disposiciones del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al doctor Rolando de Lassé Cañas, Director General de Proceso Regulatorio.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor de Lassé, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE PROCESO REGULATORIO, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Muchas gracias. Muy buenas tardes Comisionada, Comisionados. Esta propuesta que se les trae a la mesa se realiza con el objeto permanente que tiene la Comisión de generar un mejor desempeño institucional y en ese sentido uno de los objetivos que tiene la propuesta es el de alinear en una sola Dirección General diversas actividades jurídicas que hoy se realizan en la Comisión con la intención de eficientar los procesos de asistencia institucional. En ese sentido, las actividades de las Direcciones Generales de Asignaciones y Procedimientos de Contratación y de la Dirección General de Contratos respectivamente que hoy pertenecen a la Unidad de Contratación y Seguimiento Jurídico de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Actividades de Exploración y Extracción se propone que se integren a la Unidad Jurídica, cambiándoles la denominación como o a Dirección General de Contratación para la Exploración y Extracción y Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos, eliminando de esta forma una unidad técnica. La intención que se busca con esto es integrar en una sola unidad el seguimiento jurídico tanto de las Asignaciones y los Contratos y también fortalecer las actividades de todos los seguimientos contractuales que se realizan.

Estamos proponiendo dentro del proyecto que se circuló una redistribución de funciones. Se están redistribuyendo diversas facultades en todas estas Direcciones Generales. A manera de ejemplo solamente por ejemplo en la Dirección General de Contratación para la Exploración y Extracción, antes que era la Dirección General de Asignaciones y Procedimientos de Contratación, se están estableciendo algunas funciones que pertenecen hoy a la Dirección General de Procedimientos y Consulta de la Unidad Jurídica. Y se están aclarando, bueno, como son las primeras dos, los primeros dos *bullets*. Y en los otros dos se están aclarando también algunas atribuciones que estaban compartidas también en la Dirección General de Procedimientos y Consulta. Pero al estar ahora en una sola Unidad, bueno, se están aclarando y se están descargando de la Dirección General de Procedimientos y Consulta y estarían siendo atribución única solamente de la Dirección General de Contratación para la Exploración y Extracción. En la siguiente por favor.

Esto es solo a manera de ejemplo. Y en la siguiente es en la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos que antes u hoy más bien es solamente la Dirección General de Contratos y solamente está atendiendo cuestiones vinculadas a los Contratos. Se están sumando todas las atribuciones tanto de verificación, de supervisión, de apoyo a lo que corresponde a las Asignaciones. En este sentido, pues enmarcar en una sola Dirección General con la intención de eficientar las funciones administrativas de la Comisión pues lo que corresponde tanto a las Asignaciones como corresponde a los Contratos. Digamos, este es el impacto más importante.

Y también en el proyecto que se les circuló, se propone con la intención de darle más claridad, semántica a la identificación de las atribuciones,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

○ modificar el nombre de las propias Direcciones Generales de Proceso Regulatorio a Dirección General de Regulación y el de la Dirección General Jurídica de Procedimientos y Consulta para cambiar la denominación a solamente de consulta. Hay algunas otras modificaciones que son en otras áreas. Se propone eliminar una Dirección General Adjunta en el Centro de información de Hidrocarburos y modificar el nombre de otras Direcciones Generales. También hay dos Direcciones Generales Adjuntas en la Unidad de Administración y Finanzas que están aclarándose en sus funciones y algunos otros cambios de forma que están distribuidos en el documento que se les presentó.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE PROCESO REGULATORIO, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- De nada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Por favor Secretaria nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **ACUERDO CNH.E.59.007/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, VII y VIII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, expidió el Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Asimismo, instruyó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para que el mencionado Acuerdo sea publicado en el Diario Oficial de la Federación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:45 horas del día 2 de octubre de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Quincuagésima Novena Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva