ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 09:37 horas del día 23 de mayo del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2017 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 220.0275/2017, de fecha 22 de mayo de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0020-M-OKOM-03. JCZM.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe sobre la emisión de la primera factura por la venta de hidrocarburo producido por un contratista emanado de un proceso licitatorio.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, antes doctor. Estoy viendo Secretaria Ejecutiva, dice: "Resolución por la

que la CNH emite opinión a la Secretaría de Energía". Es aprobación en su caso.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- S, seria es favorable en su caso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Opinión favorable en su caso. ¿No? Porque aquí la Ley si establece la condición vinculante, ¿no? Aquí no es una opinión simple, es para que se dé una nueva asignación a PEMEX se requiere la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. No sé si quiera comentar algo Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, quizás nada más para leer literalmente lo que dice el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos al respecto. Dice, "previo al otorgamiento de las asignaciones la Secretaría de Energía deberá contar con una opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual será emitida a través de un dictamen técnico".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión. Esa era mi precisión, gracias. Entonces yo creo que si es correcto entonces como está, nada más entonces preciso.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No prejuzgando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No prejuzgando el sentido de la opinión. Pero nada ponemos ahí para aclarar que en este caso no es una opinión simple, se requiere en su caso una opinión favorable de este Órgano de Gobierno. Bien. Doctor Faustino Monroy, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenos días Comisionado Presidente, Comisionada buenos días, Comisionados. Buenos días a todos. Bueno, vamos a someter a consideración de este Órgano de Gobierno el dictamen técnico donde emitimos la opinión favorable a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de esta asignación que es una área al sureste de este tren de

descubrimientos que ha hecho el operador, en este caso Petróleos Mexicanos. Nobilis y Miximino es un área de aproximadamente 280 km cuadrados donde el dictamen versa en ver el mecanismo más adecuado para interés del Estado en términos de producción, garantía y de abastos de hidrocarburos. Entonces en base a esta opinión la Secretaría de Energía va a tener elementos para asignar esta nueva área a Petróleos Mexicanos. Y con el permiso del Comisionado Presidente, doy la palabra al doctor Felipe Ortuño, Director General de Dictámenes de Exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante doctor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Gracias Comisionado Presidente. Pues bien, nos corresponde en esta ocasión entonces presentar ante este Órgano de Gobierno el dictamen técnico sobre la solicitud de una asignación adyacente localizada al sur de la asignación 77-M-Cinturon-Plegado-Perdido-03. En este caso estamos planteando en la primer lámina la línea de tiempo, la relación cronológica del proceso que nos lleva justamente a presentar este dictamen técnico para la eventualmente nueva asignación. Y nos remontamos primero al otorgamiento de la asignación, más bien a la asistencia técnica de la configuración estructural del yacimiento Nobilis-1 en una asignación que estaba adyacente. Esto sucedió el año pasado en el mes de septiembre. Después la CNH a la SENER emitió un dictamen técnico, una opinión con relación a la configuración estructural y las coordenadas geográficas del descubrimiento del Nobilis-101, del pozo Nobilis-101.

Posteriormente en noviembre de 2016, bueno, se da la notificación de procedimiento para la solicitud de una nueva asignación por parte de SENER a Petróleos Mexicanos. Y después Petróleos Mexicanos aporta todos los elementos informativos necesarios para proceder con el proceso de esta nueva asignación que está solicitando. Ya en 2017, bueno, se da la asistencia técnica para el otorgamiento del título de asignación denominando esta nueva asignación AE-0110-Cinturon-Plegado-Perdido-09. Después la CNH en este periodo hace el análisis e información del dictamen técnico y nos encontramos justamente presentando este dictamen técnico ante el Órgano de Gobierno, no sin antes mencionar que muy recientemente la Secretaría de Energía aportó información adicional

sobre los análisis que justifican el otorgamiento de esta nueva asignación en aguas profundas.

En la siguiente lámina yo quisiera mencionar primero el marco regulatorio que emana de la Reforma Energética, es un marco regulatorio y estratégico. En primer lugar, mencionar la Ley de Hidrocarburos, el artículo número 6, que se refiere justamente al proceso de otorgamiento de nuevas asignaciones. Para el otorgamiento de nuevas asignaciones la Secretaría de Energía deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y que el posible asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. Y derivado de ello, el reglamento de la Ley de Hidrocarburos en su artículo 9 establece que para que la Secretaría pueda establecer, pueda otorgar una nueva asignación sobre áreas en las que no se encuentran vigentes contratos para la exploración y extracción como supuesto de excepcionalidad está, entre otros, los casos en los que la Secretaría determine que la asignación es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y considerado el retorno económico y social de la asignación. Y entonces ya dentro de este marco pues nos enfocamos justamente al área de interés, que es el área del Cinturón Plegado Perdido en donde tenemos ya varios antecedentes exploratorios.

Es fundamental para la política energética, quedando como manifiesto que las acciones que haya emprendido la Secretaría en esta área y en el marco de este, digamos de esta área de interés, se pueden mencionar entre otros cuatro muy importantes: La Secretaría ha otorgado 21 asignaciones para extracción de hidrocarburos en 2014. Estas asignaciones tienen alto potencial y ya se han realizado descubrimientos importantes. Tenemos el caso de la migración de dos asignaciones asociadas al campo Trión. Asimismo, en Ronda Uno la adjudicación de cuatro bloques en la cuarta convocatoria y también como marco de las licitaciones existe el plan quinquenal de licitaciones para exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 emitido por la Secretaría de Energía en el cual se establecen las áreas de aguas profundas que representan el 53% de los recursos prospectivos del país y es un mecanismo para garantizar diversas opciones

de desarrollo de proyectos de exploración y posteriormente extracción en su momento.

En la próxima tenemos los elementos de valor aportados por la Secretaría de Energía en donde el proyecto manifiesta que el proyecto del área Perdido es el área con mayor éxito exploratorio en aguas profundas. Se han realizado descubrimientos de campos petroleros cuya distribución permitiría la conformación de núcleos de desarrollo de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos cuya producción se vería reflejada muy probablemente en el siguiente lustro. Es importante también que la empresa productiva del Estado tenga participación en la zona tanto a través de asignaciones como de contratos para la exploración y extracción. Otro punto importante a tomar en cuenta en este sentido es que PEP ha manifestado el interés de conformar un clúster de cuatro asignaciones, incluyendo el área solicitada. Con ello podría alcanzar una producción acumulada estimada en 250 millones de barriles integrando los descubrimientos Maximino, Nobilis y el posible potencia asociado a una estructura nueva denominada prospecto Chachiquín número 1.

En cuanto al tema de retorno económico y social, la actividad petrolera en el área Perdido resulta de vital, resulta vital por el gran nivel de inversión que detonarían en los proyectos que se desarrollen. Por ejemplo, el promedio de inversión de la cuarta convocatoria de la Ronda Uno y el farmout de Trión es de 4,640 millones de dólares por bloque, así como alrededor de 46,000 empleos directamente relacionados con la actividad petrolera en la región cuando esté justamente en pleno auge.

En cuanto a capacidades técnicas, financieras y de ejecución, la Comisión constató las capacidades técnicas y financieras al haber precalificado a PEMEX para participar de manera individual en la cuarta convocatoria de la Ronda Uno hasta por 10 proyectos en aguas profundas. Asimismo, el otorgamiento del área de asignación, como se ha dicho, es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado, toda vez que agrupa los alineamientos estructurales de los descubrimientos de los campos Nobilis, Maximino, Supremus y la estructura denominada ahora Chachiquín-1 que sería perforada en algún momento.

PEMEX manifestó a la Secretaría además también su intención de migrar las asignaciones en el área Perdido integradas a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos. Bajo esta consideración, PEMEX deja de manifiesto que sus capacidades para extraer hidrocarburos serían complementarias con el posible socio o socios resultados de la licitación, especialmente por el que se refiere a la extracción de hidrocarburos. Es decir, en una primera etapa digamos de manera más o menos quizá independiente se llevaría todo el proceso de exploración y en algún momento dado antes de pasar a extracción estaría justamente buscando esas alianzas estratégicas o asociaciones tecnológicas que permitirían el desarrollo de esta zona.

En la siguiente entramos ya justamente en la parte técnica, en la parte de las asignaciones, en donde estamos observando justamente el área roja. Es la que corresponde al área que está solicitando PEMEX y que nos lo trasmitió a la CNH la Secretaría de Energía para otorgar una nueva asignación. Y es contigua a estas tres asignaciones que tenemos aquí. Y entonces aquí justamente también están representados en el mapa los éxitos exploratorios que se han tenido en la perforación de pozos. Estas tres asignaciones que ya tiene PEMEX son la AE-0082-M-Cinturon-Plegado-Perdido-08, la AE-0077-M-Cinturon-Plegado-Perdido-03, AE-0080-M-Cinturon-Plegado-Perdido-06. En este grupo de asignaciones se han realizado diversos estudios exploratorios, desde cuencas, sistemas petroleros, plays y prospectos con la perforación de pozos. Hay ocho pozos perforados y se ha identificado justamente un prospecto exploratorio que es el que comentaba que se ha denominado como Chaciquín-1. Entonces, dentro de los pozos que se han perforado se puede mencionar como ya sabemos el Maximino-1, el Maximino-1DL, el Nobilis-1, el Supremus-1 y el Nobilis-101, cuyos resultados son, es que son productores de aceite y gas. Son productores de aceite ligero, lo que eleva en gran medida el valor de estas asignaciones.

Y vamos, el Maximino, hay algunos pozos que no resultaron exitosos, pero vamos, con el descubrimiento o con la identificación de esta nueva estructura pues se está en posibilidad de perforar pozos adicionales a partir del prospecto ya determinado como Chachiquín y ser un elemento adicional para el desarrollo de esta área.

En la siguiente, podemos ver justamente está señalado en rojo el área solicitada y tenemos delineada las estructuras, las estructuras de Nobilis con Supremos en un extremo y, vamos, dos estructuras alineadas que pertenecen a los pozos perforados denominados Nobilis. De tal manera que esta delineación de estructura pues, vamos, ya permite justamente ir determinando el alto potencial del área.

Si nos vamos a la siguiente vamos a notar también el delineamiento, la conformación de esta estructura nueva denominada Chachiquín. Bueno, aquí se ha hecho el contorno de la estructura nueva que tiene una longitud de más de un kilómetro y donde se ve una forma irregular, que si nos vamos más adelante – por favor, en la siguiente – aquí tenemos justamente antes de que se perforara lo pozos Nobilis y los otros asociados. Vemos la estructura de Nobilis, es una estructura alargada que sería una estructura gemela a la estructura nueva que se ha detectado. De tal manera que se están delineando aquí varios alineamientos estructurales que estarían agrupando, agrupando estructuras que contendrían yacimientos y los posibles campos en el futuro que podrían ser desarrollados.

En la siguiente, vemos un corte perpendicular a todas estas estructuras en donde se ven justamente los distintos estilos estructurales desde el punto de vista geológico y aquí está señalado la estructura nueva denominado Chachiquín en donde se ve justamente que es una zona frontera que representa la última estructura que fue originada por la compresión, de tal manera que a partir de esta estructura pues se pasa a profundidades más grandes y además a una zona tectónicamente distinta. Es una zona tectónicamente estable, una zona más profunda y además representa también el indicio de que la migración de los hidrocarburos pues va desde las partes más profundas hacia las partes más altas o las partes más someras que son estas estructuras formadas. De tal manera que la materialidad en esta zona es mucho más alta que justamente en donde está el paquete sedimentario de manera tabular. Y aquí vemos también esta misma sección en donde está localizada la estructura Chachiquín y donde vemos justamente el objetivo a este nivel y – vamos – vemos la estructura anticlinal que está bordeada por fallas y además que también está nucleada en sal como lo vamos a ver en la siguiente por favor.

En el mapa de la izquierda estamos viendo la configuración estructural de esta nueva estructura de tal manera que el prospecto exploratorio multicitado se encuentra en este momento pues en una asignación que ya posee PEMEX. Ahora bien, si esta estructura se extiende a toda esta área, una de las motivaciones es justamente de poder explorar la totalidad de la estructura teniendo las asignaciones correspondientes que encierren la totalidad del yacimiento, del eventual yacimiento. De tal manera que una vez si es el caso, si se aprueba y se recomienda y finalmente se otorga la asignación, vamos pues el prospecto exploratorio Chachiquín pudiera inclusive hasta cambiar de posición a una posición quizá más óptima. Eso no lo sabemos. Eso ya será en su momento cuando se presente el plan de exploración correspondiente que tendría que ser acompañado con el otorgamiento de esta nueva asignación.

En la figura de la derecha, explorando un poco más la conformación de esta estructura, tenemos un corte horizontal del cubo sísmico y en donde podemos apreciar justamente que, si bien es cierto que pudiera ser una estructura o un grupo de estructuras, se pueden identificar al menos aquí tres estructuras. Tres estructuras de tal manera que se podría deducir y se tendría que confirmar ya después por los estudios correspondientes si se trata realmente de una sola estructura o de varias estructuras. Es decir, por eso vale la pena si son varias estructuras agruparlas estas, cobijándolas con la nueva asignación.

En la siguiente, vamos a darle un recorrido, digamos, de noreste a suroeste de la existencia de esta estructura y aquí tenemos la evidencia. Tres cortes de sísmica en donde en la primera está la estructura anticlinal denominada Chachiquín, justamente el corte pasa por la localización de esta estructura. Si nos vamos un poco más hacia el suroeste vemos que la estructura persiste, que están en el mismo alineamiento. Y si nos vamos un poco más hacia el suroeste vemos que esta estructura toma en su justa dimensión la forma que tenía inicialmente. De tal manera que de aquí deducimos también que puede tratarse de varias estructuras que pudieran contener yacimientos separados. Ahora, si hacemos una vista longitudinal de toda la estructura, pues aquí se expresa muy bien en esta línea sísmica que tenemos, en donde vemos en efecto que el Oligoceno, el horizonte Oligoceno, el horizonte Eoceno, están en una estructura levantada. Estamos viendo en sentido longitudinal y vemos la caída de esta estructura

hacia el noreste y la caída de esta estructura justamente también hacia el suroeste. De tal manera que – vamos – el ir conformando el conocimiento de esta estructura por medio de la sísmica y por medio del reprocesamiento sísmico pues deja patente justamente que es una estructura de alto valor.

En la siguiente, podemos ver aquí las estimaciones que se han hecho en caso de que esta la perforación de este prospecto resultara exitosa. De tal manera que vemos aquí un pico de producción que se alcanzaría al quinto año y además un acumulado de 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y aquí también está el correspondiente de gas. Es decir, se podría alcanzar una plataforma de producción de 80 mil barriles de aceite y 130 millones de pies cúbicos de gas diarios, alcanzando su pico máximo de producción como había dicho entre el tercero y el quinto año.

Ahora, en la siguiente lámina podríamos, podemos ver también una digamos una proyección en el tiempo. Si bien es cierto que estas estimaciones tienen cierto grado de incertidumbre puesto que se encuentran en su fase exploratoria, vamos, es un elemento que podemos tomar en cuenta para una decisión de otorgamiento o una decisión en este caso del operador una decisión de negocio. De tal manera, que proyectando esto en el tiempo y ya con el plan en ejecución vemos que la primera producción se alcanzaría en 2024 y teniendo el pico de producción entre los años 2026-2027. A partir de ese tiempo tendría ya su fase de declinación.

El proyecto del área Perdido representa el área con mayor respectividad en aguas profundas derivado de los volúmenes y calidad de los hidrocarburos que se han descubierto en años recientes en las asignaciones aledañas. Se refleja el interés por un futuro desarrollo de proyectos integrados con viabilidad económica que, de acuerdo con la información proporcionada por PEP en la primera producción como había dicho, se esperaría en 2024. Ese pico que había mencionado es de 174 millones de barriles por día en 2026 y una producción promedio estimada en 170 millones de barriles diarios. 170 mil barriles por día.

En la siguiente por favor. Y bueno, con esto, dicho lo anterior, la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el presente dictamen técnico en sentido

favorable para que la Secretaría de Energía otorgue la asignación solicitada por PEMEX toda vez que es técnicamente viable que se lleven a cabo las actividades exploratorias. Permitirían incrementar los recursos descubiertos en las tres asignaciones aledañas como detonante para proyectos de extracción en alianzas o asociaciones estratégicas y/o tecnológicas. Y además también este dictamen, bueno, se aterriza en que se emite exclusivamente para el polígono comprendido dentro de los vértices georreferenciados que lo delimitan y que se observan en el mapa y que se precisan en el dictamen correspondiente. Y como había dicho, se trata de la asignación que la SENER ha denominado AE-0110-Cinturon-Plegado-Perdido-09. Es cuanto Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas Comisionados, Comisionado doctor Moreira por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que es muy importante esta asignación que nos está turnando la Secretaría de Energía. O sea, el solo hecho de ser una asignación de manera excepcional nos está poniendo un reflector sobre este tipo de cosas. Y yo quisiera repetir un poquito lo que dijo el doctor Felipe Ortuño para señalar porque es tan importante. Dice, "el 53% de todos los recursos de la nación están en aguas profundas". Entonces es importantísimo para la nación impulsar los proyectos en aguas profundas, que es un área que tradicionalmente no se ha, digamos, cultivado demasiado en México y por lo tanto es muy importante que la empresa productiva del Estado tenga participación en esta zona y vaya teniendo cada vez más experiencia en aguas profundas porque por ahí va mucho del futuro petrolero de la nación. Entonces creo que es muy importante y ciertamente creo que es una presentación muy buena. Quiero felicitar al doctor Ortuño, está muy claro porque nos tenemos que ir por ahí. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Moreira. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ahora sí que haciendo ya un zoom de ese 53% de recursos en el Golfo de México y haciendo el zoom de las actividades que han hecho en estas tres asignaciones que

Petróleos Mexicanos ha tenido, en realidad es donde mayor actividad ha tenido en los últimos años en la fase exploratoria. Y aunque se comentó un poco en cuanto al éxito exploratorio que se ha tenido, de los ocho pozos que se han perforado en esta área en estas tres asignaciones, si es relevante mencionar que de esos ocho pozos en realidad éxito geológico se ha tenido en siete. Es decir, se ha encontrado hidrocarburo en siete, lo que significa tener éxito geológico en el 87.5%, 87.5% como éxito geológico que está totalmente superior a cualquier estándar internacional en aguas profundas, sobre todo. Y si nosotros manejamos el éxito comercial que tiene que sería cinco de los ocho pozos fueron comercialmente exitoso, estamos en el 62.5% en cuanto a un éxito comercial. Si nosotros manejamos los estándares comerciales, inclusive del otro lado de la frontera en el mismo Golfo de México, estaríamos pensando que es menos del 40%. Entonces creo que también hay que mencionar que esta área ha tenido un éxito por arriba de un estándar internacional.

Entonces, pues esto habla que la actividad ha sido buena, ha sido exitosa, en la fase exploratoria, pero sí se recomienda esta asociación para llevarlo a una fase exitosa desde el punto de vista de extracción. ¿Y porque lo estoy diciendo? Porque si bien pues estos éxitos han estado en Maximino y Nobilis hasta este momento, esto pasó a ser de recurso prospectivo pasó a ser reserva 3P hace unos años y bajó a ser recurso contingente. Entonces en estos años, en este año es todo ese recurso que ha sido descubierto está clasificado como recurso contingente que está esperando a volverse a hacer reserva para ser extraído, ¿no? Entonces creo que si es importante manejar esto con todo el éxito y con toda la necesidad de ser extraído este hidrocarburo a los precios actuales.

Otro punto que a mí me gustaría comentar y sugerir es de que en esta nueva asignación es necesario comentar... yo no lo vi en la resolución, lo busqué – a lo mejor no lo busque bien – que debe ser exigido un compromiso de trabajo mínimo, ¿no? Un compromiso mínimo de trabajo para la asignación. Cuando menos no se mencionó en la presentación, pero en cualquier asignación nueva que se dé es necesario que esté incluido como una recomendación para que SENER ponga en el anexo 2 creo, de la nueva asignación un compromiso mínimo de trabajo dentro de la nueva asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, Comisionados. Bueno, yo quisiera concentrarme en la importancia de la aprobación que en su caso podríamos hacer el día de hoy, de la trascendencia que tiene el tema que estamos tratando, en razón de que la Ley lo denomina – como lo dijo el Comisionado Moreira – como algo excepcional. Para hacer un poco de historia, pues todos sabemos, estamos en la licitación número dos que una vez que concluimos la licitación... perdón, la Ronda Dos, una vez que concluimos la Ronda Uno. Pero antes de estas dos que hemos llevado a cabo se llevó lo que se ha denominado como Ronda Cero que fue el otorgamiento de las asignaciones que se consideró pertinente otorgarle a la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos. Una vez que se hizo este otorgamiento, la Ley estableció que una asignación adicional, cualquiera adicional, tendría que ser otorgada de manera excepcional. Y esto está establecido como ya lo hemos escuchado aquí en el artículo sexto de la Ley de Hidrocarburos.

Para que esto suceda, tienen que cumplirse ciertos requisitos desde el punto de vista de proyecto y ciertos requisitos para que la empresa productiva del Estado puede hacerse acreedora a una nueva asignación. En cuanto a los requisitos del proyecto es que estos garanticen una mayor producción y garanticen esta producción para efecto de abasto, para garantizar el abasto.

Lo que aquí se nos está exponiendo es que Petróleos Mexicanos tiene dos asignaciones respecto de las cuales en medio se encuentra un espacio que pudiera ser sujeto a licitación. Ese espacio entre estas dos asignaciones lo que se nos explica es que hay una estructura geológica que al parecer tiene las mismas características, es decir, está compartida entre estas dos asignaciones de PEMEX y este punto intermedio que no tiene en este momento. Tres asignaciones, perdón. Este punto intermedio que no tiene hasta el momento titular para efectos de exploración y extracción. Lo que se está haciendo es otorgarle esta asignación o se está solicitando otorgarle esta asignación a Petróleos Mexicanos para que se pueda conformar un proyecto completo con las otras asignaciones con las que ya cuenta Petróleos Mexicanos, lo que obviamente permitiría tener un

proyecto que genere una producción mayor, una economía de escala y que nos permita también garantizar ese abasto que nos exige la Ley para efecto de justificar el otorgamiento de una nueva asignación.

Aquí se nos menciona en el dictamen y lo mencionó también el doctor Ortuño que este proyecto concreto – también para clarificar, no se trata de esta nueva asignación, sino de proyecto completo - se entendería que podría tener una producción de 80 mil barriles de aceite y 130 millones de pies cúbicos de gas diarios, también con la acotación de que son proyecciones de Petróleos Mexicanos. Esto es lo que está justificando hacer esta posible autorización para la nueva asignación de Petróleos Mexicanos, es lo que nos permite justificar porque por interés del Estado, del Estado esta Comisión pudiera otorgar una opinión favorable para que la Secretaría de Energía emita este nuevo título de asignación adicional de forma excepcional. Y para ello se tienen que cumplir los requisitos como se nos explicaba de capacidades en este caso de la empresa productiva del Estado. Las capacidades técnicas y financieras que ya están comprobadas por Petróleos Mexicanos en razón de que participó en la licitación 4 y en la licitación 4 tuvo que haber demostrado su capacidad técnica y financiera.

Sin embargo, queda una adicional que es la capacidad de ejecución y en la cual PEMEX participó a través de un socio para efecto de demostrar en esa licitación, en la 4, que tenía esa capacidad de ejecución. Por esta misma razón, nosotros aquí estamos proponiendo en el dictamen – según lo estoy analizando – que una vez otorgada esta asignación se solicite a la Secretaría de Energía que para efecto de la etapa de extracción se le condicione a Petróleos Mexicanos a que busque un socio para efecto de combinar inversiones y disminuir el riesgo, lo que permitiría pues tener un proyecto mucho más exitoso. De esta manera tendríamos una presencia por parte de nuestra empresa productiva del Estado en una de las zonas con mayor proyección de producción en el Golfo de México y que implica por los datos que hemos escuchado una de las zonas más importantes desde este punto de vista. Estas son las razones por las que en mi concepto es conveniente el otorgamiento o mejor dicho dar nuestra opinión favorable para efecto de que la Secretaría de Energía emita una nueva asignación, esperando que el siguiente paso sea una reconfiguración de estas asignaciones para efecto de que podamos ver ya el proyecto completo de lo que implicaría incluir toda esta estructura geológica en un proyecto de inversión para

producción de hidrocarburos en un futuro muy, muy próximo. Entonces yo quería destacar estos puntos mencionados para efecto de entender en forma más global el objeto de la decisión que estamos tomando o que tomaríamos en este momento.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nada más para clarificar un poco. Efectivamente las predicciones que hace Petróleos Mexicanos en la localización esta de Chachiquín es de 80 millones aproximadamente, 80 mil barriles perdón de aceite de producción. Sin embargo, ya todo el proyecto integral con Nobilis y Maximino alcanzaría más de 175 mil aproximadamente según los cálculos del mismo Petróleos Mexicanos ¿No? La importancia que radica esto es de que, aunque sean diferentes yacimientos o compartidos la aproximación del volumen podría ser muy acertado, tomando en cuenta los análogos que tenemos ahí de Maximino y Nobilis, ¿no?

Por otro lado, las capacidades técnicas, efectivamente de Petróleos Mexicanos la ha demostrado en la fase exploratoria, donde efectivamente el éxito exploratorio ha sido bastante alto como ya lo acotó la doctora Alma América y tendría en la parte de extracción, de producción, tendría que compartir esas capacidades y crear nuevas capacidades con convenios con socios. Es decir, traer socios con experiencia en el desarrollo de aguas profundas y que PEMEX, a parte de esas capacidades que ya tiene, vaya evolucionando también para que en un futuro tenga esas capacidades ya bien formadas de extracción. Es lo único que quería agregar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Doctor Ortuño, ¿algún comentario adicional?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Es todo Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Yo quisiera subrayar sobre lo que han comentado mis colegas. La Ley señala que de manera excepcional se le podrán otorgar a Petróleos

Mexicanos, a las empresas productivas del Estado, alguna asignación adicional de manera excepcional, para lo cual se requiere el voto favorable de este Órgano de Gobierno. El caso que se presenta cumple así sujeto ahorita a la aprobación, cumple conforme se ha expuesto por el equipo las condiciones de excepcionalidad, que quiero resumirlas. Se trata de un área que está colindante con dos asignaciones que Petróleos Mexicanos tiene en el Cinturón Plegado Perdido. Esta asignación en cuestión, esta asignación adicional, destaco algunas características que nos llevan al análisis del punto de vista del Estado; que concursar esta área de manera separada, de mantenerla aislada separada de las otras dos, tendría poca viabilidad económica.

Destaco algunos elementos. Esta área adicional es la de mayor tirante de agua, en donde el tirante de agua supera los 3,000 metros de profundidad, es de mayor profundidad que las otras dos. Segundo elemento: Los geo científicos, aquí los doctores, han evaluado esta zona e identificamos que, hacia el este, es decir más allá hacia la extensión oriente de esta área, ya no se identifican estructuras anticlinales que pudieran presumir un potencial interesante. Siguiente, la estructura geológica identificada en la zona que, si bien atraviesa la estructura geológica esta zona y las otras áreas ya asignadas a PEMEX, en la que corresponde a esta asignación adicional las estructuras al parecer pueden estar fragmentadas como se mostró por el doctor Felipe Ortuño, lo cual también reduce la prospectividad de esta área en lo individual. En resumen, desde el punto de vista de Estado concursar esta área separada de lo demás tiene poca viabilidad, tiene baja viabilidad económica, baja viabilidad. Si la integramos a las asignaciones que ya tiene Petróleos Mexicanos en donde se extiende, en donde vemos que se extienden estas estructuras geológicas le damos viabilidad e integramos un mejor proyecto para la empresa productiva del Estado. Bien, eso desde el punto de vista de la conveniencia del Estado y de la excepcionalidad desde el punto de vista de estrategia nacional.

Ahora, voy al punto que señala el Comisionado Acosta y que también lo ha señalado también el doctor Monroy, que es sobre las capacidades de la empresa productiva del Estado. Sabemos que la empresa productiva del Estado cuenta con capacidad financiera toda vez que fue precalificado para la licitación 1.4 de aguas profundas. En relación con la capacidad de extracción sugiere/propone el Comisionado Acosta – y me quiero sumar a

esa propuesta – que en caso de que aprobemos esta nueva asignación a Petróleos Mexicanos establezcamos, que este Órgano de Gobierno establezca una condicionante que es que esta asignación se estaría aprobando, se estaría otorgando a Petróleos Mexicanos, se estaría aprobando por este Órgano de Gobierno, pero sujeto a que el proyecto, esta área tendrá que llevarse a cabo, tendrá que desarrollarse junto con un socio que tenga experiencia en la operación. Y que bueno, esa debe ser la intención porque sabemos que con esto se integra el proyecto Nobilis-Maximino que ya el mismo Petróleos Mexicanos ha anunciado que iniciaría. De hecho, ha iniciado los procedimientos para poder, para que esto se pueda conformar en una licitación para tener un socio operador, una licitación que como saben conduce la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pero me sumo a esta propuesta del Comisionado Acosta de que este Órgano de Gobierno establezca esa condicionante.

Esta área efectivamente nos da más valor como Estado integrarla a las áreas de las asignaciones que comprende Maximino y Nobilis. Por si sola tiene poca viabilidad económica. No vemos tampoco mayores prospectos hacia el este. Sin duda al Estado le conviene integrar esta área a estos proyectos, pero establecer la condicionante que esta área debe ser parte de la asociación que licite la Comisión Nacional de Hidrocarburos para tener un operador, un socio operador con experiencia en la extracción. Sabemos del éxito ya probado de Petróleos Mexicanos en las actividades de exploración en aguas profundas, pero debe construir todavía su experiencia en materia de producción. Entonces me sumo a esa propuesta del Comisionado Acosta e igualmente a la propuesta de la doctora Alma América Porres que estas áreas, bueno, junto con las otras, pero particularmente esta que se estaría aprobando hoy pues deberá incorporarse y establecerse también la condicionante que tendrá que presentar un plan de exploración en breve. Entonces con esas dos condicionantes que ponen a consideración la Comisionada Alma América Porres y el Comisionado Héctor Acosta yo veo los elementos que se señalan en la Ley satisfechos. Pero está a su consideración, no sé si hay algún otro comentario. Bien. Entonces si les parece con esas condicionantes le pido Secretaria Ejecutiva que demos lectura a la propuesta de acuerdo."

Antes de pasar a la votación, el Comisionado Presidente, reiteró las condicionantes que habría en esta resolución, en los términos que a continuación se transcriben:

> "COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Incorporaríamos en la resolución las dos condicionantes mencionadas, la condicionante de que Petróleos Mexicanos tendrá que desarrollar esta área a través de una asociación en donde el socio sea el operador, dos que se deberá de presentar un plan de exploración correspondiente a esta área en los plazos que marca la normatividad. Bien, con esas dos condicionantes pregunto colegas a este Órgano de Gobierno si están a favor del acuerdo, es decir de aprobar una nueva asignación a Petróleos Mexicanos. Si están a favor les pido sean tan amables de levantar la mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.19.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de la Asignación AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09.

ACUERDO CNH.E.19.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 y 7, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, 10 y 11 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso a., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión favorable a dicha Secretaría para el otorgamiento de la Asignación AE-0110-Cinturón Plegado Perdido-09.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0020-M-OKOM-03. JCZM.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado, Comisionados. Si pasamos a la siguiente por favor. Esta solicitud de modificación al plan AE-0020-M-Okom-03 de Petróleos Mexicanos se encentra en la provincia petrolera Cuencas del Sureste y la provincia geológica Pilar de Akal. Aquí todo esto lo que ustedes están viendo en rojo es la superficie que abarca esta asignación con aproximadamente 890 km cuadrados y donde observamos que hay un tirante de aguas de 42 a 186, es decir, es aguas someras en lo que es la parte de región marina en el sureste. Estas configuraciones que ustedes ven aquí en color verde son los seis campos descubiertos. Ya hay que producen hace décadas petróleo de buena calidad y estos campos producen en dos plays principales, en el Cretácico, en las brechas del Cretácico y en el Jurásico superior Kimmeridgiano.

Además, se tienen detectadas dos localizaciones, las cuales tienen un recurso prospectivo de aproximadamente 90 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en la media. ¿verdad? Estas localizaciones, esta oportunidad es Yaaj y la localización Manik-101A. Entonces la modificación, el objetivo de la modificación prácticamente va a perforar un

pozo más que es el Manik-101A, que está aquí, a parte, de aquí se han hecho mayores estudios y mayores inversiones en lo que son procesados y reprocesados sísmicos. Entonces, con el permiso del señor Presidente, le doy la palabra al doctor Felipe Ortuño para que nos explique la relación cronológica y, bueno, todo el proceso que se hizo en las unidades técnicas. Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Muchas gracias. Bueno, en la siguiente lámina ahora vamos a ver la relación cronológica del proceso que se llevó a cabo para revisar, evaluar la información proporcionada y proponer el dictamen técnico que estamos presentando.

Nos remontamos entonces al otorgamiento de la asignación en 2014 y modificado en enero de 2017. Posteriormente se hace la solicitud de modificación del plan de exploración por parte de Petróleos Mexicanos en este año en el mes de enero y entonces se inicia el proceso que se ha manejado y que se establece por los lineamientos en el sentido de revisar la información y establecer/detectar aquella información que pudiera ser faltante o complementaria. De tal manera que esta información se le envía a la ASEA, a la Agencia y a la Secretaría de Economía. Por una parte, a la ASEA para, con respecto a la validación del programa de administración de riesgos y por otra parte a la Secretaría de Economía para que valide el porcentaje de contenido nacional. Eso es la prevención que se incorpora junto a la prevención que hace la Comisión de aquella información técnica que pudiera resultar faltante.

Después, vamos, tenemos la respuesta justamente de esa información complementaria para pasar a la declaración de suficiencia de información y después de esa declaración de suficiencia de información a la evaluación y dictamen de las modificaciones que están propuestas al plan de exploración, llegando justamente a este día a este Órgano de Gobierno a presentar este dictamen. En la siguiente lámina por favor.

Aquí tenemos, vamos, yo quisiera referirme solamente a una reseña general de los trabajos que se han realizado en esta asignación, que son trabajos que han resultado de alguna manera importantes e interesantes. Se han hecho nueve estudios en este periodo 2015-2016 que están

orientados a la identificación y evaluación de los sistemas petroleros, de tal manera que permitan determinar con mayor rango de incertidumbre aquellas oportunidades exploratorias, aquellas nuevas localizaciones. Se hicieron dos estudios de identificación y evaluación de plays, uno de identificación y selección de prospectos, un estudio para la perforación de pozos, estudios geofísico, geotécnico para la localización del pozo que fue perforado que vamos a referir en este momento, la prueba de prospectos y la caracterización. En procesamiento 3D, bueno, se tienen 419 km cuadrados en procesamiento a profundidad. Además, cabe hacer notar la perforación del pozo Esah-1 que fue perforado a una profundidad de 5,100 metros y resultó productor de aceite y gas en el Cretácico Superior y también en el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La calidad de los hidrocarburos que aportó esta perforación es de 36 grados API, es decir, es un hidrocarburo que aporta mayor valor a esta perforación y además que puede ser repercutido también al área adyacente. La incorporación de reservas rondó los 135 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y además existen de esos 135 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 81 millones correspondieron al horizonte Cretácico, al yacimiento Cretácico y 55 millones correspondieron al horizonte Kimmeridgiano. En la sección sísmica vemos que se trata de un anticlinar suave, bastante suave. Existe sal en el núcleo y, vamos, este descubrimiento del pozo Esah motivó la realización de actividades adicionales en 2017 y son las modificaciones que justamente está proponiendo PEMEX para seguir adelante en la exploración de esta área.

Aquí vemos otra vez también la configuración de la asignación con los campos que mencionó el doctor Monroy. En 2017 las principales modificaciones propuestas al plan de exploración vigente es la realización de dos estudios, un estudio de prospectos que se refiere al prospecto Manik-101A y un estudio de plays. El prospecto Manik-101A está justamente aquí y, vamos, está asociado también a la perforación de otro pozo con la misma denominación. Estas modificaciones también comprenden el procesado sísmico 3D de información sísmica adicional, 662 km cuadrados en profundidad de distintos volúmenes sísmicos que están mapeados también aquí en el mapa que estamos observando. Así también, lo más importante en modificación en este plan es la perforación del pozo Manik-101A con los mismos objetivos que resultaron exitosos en el campo

Esah, en el pozo Esah número 1. Es decir, los objetivos del Cretácico Superior y también el objetivo de Kimmeridgiano que son correlativos en cuanto a la alta probabilidad de encontrar yacimientos.

El escenario operativo lo vemos aquí. Realmente el pozo es lo que se lleva mayor tiempo. La perforación del pozo Manik-101A iniciaría en junio y terminaría en agosto. Es decir, solamente la etapa de perforación, la terminación se iría más allá y en todo caso con la aprobación de los dos años adicionales que en su momento se pudiera dar.

En la siguiente lámina podemos ver las modificaciones al plan ya visto en su conjunto 2015-2017. Vamos, los números a veces dicen poco pero ya más o menos lo describimos. Y es decir, nada más para tomarlos de manera general los trabajos incrementales. Por ejemplo, en procesamiento sísmico se pasa, se pasaría de 190 km cuadrados a 1,080 km cuadrados en todo el periodo inicial de exploración. En cuanto a estudios se estaría pasando de 4 estudios a 11 estudios en total. Vamos, complementando justamente el pozo que se perforaría próximamente. Vamos, en pozos pues pasaría de uno a dos, el Esah se perforó anteriormente y el Manik-101A se estaría perforando el inicio en junio. Y en cuanto a inversiones, obviamente las inversiones en pozos es lo que representa un incremento mayor, de tal manera que se pasaría de 722 millones que estaba previsto para un solo pozo a 2,553 millones de pesos y el total estaría incrementándose de 841 millones a 2,774 millones de pesos.

En la lámina siguiente podemos ver ya el panorama general, el cronograma general de los trabajos desarrollados durante el periodo inicial de exploración en esta asignación. Aquí yo quisiera solamente hacer énfasis sobre todo en las modificaciones que se están solicitando para este plan y que son en 2017. Aquí están representadas. Es decir, tenemos el procesamiento sísmico 3D que llegaría hasta agosto y que estaría apoyando justamente la perforación del pozo Manik-101A, el estudio de plays, además también el estudio de prueba de prospectos del mismo pozo. Y tenemos calendarizado justamente aquí la perforación del pozo Manik, en donde se están identificando las diferentes etapas, el movimiento de equipo, la perforación y la terminación que sería en todo caso en la etapa siguiente, en los dos años siguientes en caso de que así fuera. En la siguiente lámina por favor.

Aquí tenemos ilustrando la línea sísmica en donde se ve la cobertura sedimentaria, la localización del prospecto Manik-101A, llegando al horizonte Cretácico señalado en verde y al horizonte Kimmeridgiano señalado en azul. De tal manera que encontramos también aquí una estructura anticlinal que aparentemente sería interesante con una probabilidad geológica realmente alta de 47% y es un anticlinal limitado por fallas y nucleado en sal. El tipo de hidrocarburo esperado también es aceite ligero de buena calidad, el tipo de trampa es estructural, los objetivos ya los mencioné, Cretácico Superior y Kimmeridgiano, tendría una profundidad total de 4,600 metros y estaría perforándose en un tirante de agua de 90 metros de profundidad. En la siguiente. Pasamos a la opinión económica, a la parte de evaluación económica y yo solicitaría aquí la participación justamente del maestro Jesús por favor para que aborde este tema.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Muchas gracias doctor. Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionada, buenos días Comisionados, compañeros. Pues me dispongo entonces a presentarles a ustedes el programa de inversiones y la evaluación económica que hemos hecho a propósito de esta solicitud de modificación al plan de esta asignación 20 Okom-03. En dos partes la haremos esta presentación. Sería primero para describir el programa de inversiones y ver si queda dentro de las mejores prácticas internacionales. Y en un segundo momento una evaluación de indicadores económicos validando las premisas presentadas por Petróleos Mexicanos. Entonces si vamos a la siguiente.

El análisis como tradicionalmente lo hacemos se hace a nivel de sub actividad petrolera de acuerdo al catálogo de la Secretaría de Hacienda y a partir de él establecemos también como se ve el panorama total del programa que se está evaluando. Entonces en este caso la actividad petrolera que estamos evaluando es exploración y está dividida en siete sub actividades. No necesariamente todas ellas tienen una inversión. Y a continuación presentamos una descripción breve de como se ve este programa de inversiones en su totalidad y también desglosado por años.

Como podemos ver, la perforación de los pozos se llevaría el 90% de los casi 150 millones de dólares que se pretenden invertir para este primer periodo de exploración. En el caso del 2017 que es el que estamos sometiendo para aprobación del Órgano de Gobierno es de 62 millones de dólares. En este caso la perforación del pozo Manik que sería más o menos de casi 59 millones de dólares, representa casi el 95% de lo que se estaría invirtiendo este año. En la siguiente podemos ver que efectivamente este programa de inversiones del último año, únicamente de 2017, se encuentra de rango puesto que el rango que nosotros hemos establecido como de referencia de mercado llegaría de los 55 millones a los 74 millones de dólares, siendo que el monto propuesto o programado por PEP sería de casi 62 millones de dólares.

A continuación, vemos las premisas de la evaluación económica. Para esto PEMEX siempre nos presenta porque así lo requieren los lineamientos una tasa de descuento que sería el 10%, un tipo de cambio propuesto de 18.5 pesos por dólar, una equivalencia gas-petróleo crudo equivalente que es de 5.15 y luego los vectores de precios que nos presentan tanto para el gas como para el crudo y los condensados. Y estos son los valores que tendrían en promedio a lo largo de los 25 años de vigencia de la asignación. La producción total, esta estimación cabe mencionar que no necesariamente se corresponde con los números que presentaron antes a propósito de las potenciales reservas a incorporarse, sino que se refiere a un pronóstico de producción de toda la asignación. Es decir, presentan un perfil de producción completo, nosotros lo tenemos que cortar hasta la vigencia de la asignación que caduca en 2039 y a partir de esto serían estos 143 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Estas serían las premisas de la evaluación económica y tras un análisis y poniendo el régimen fiscal vigente a estos perfiles vemos que antes de impuestos esta asignación tendría un valor presente neto de 2,466 millones de dólares y después de impuestos de 421 millones de dólares. Siendo así que pues representa un valor presente neto positivo con la tasa de descuento propuesta, entonces se considera económicamente viable este proyecto.

Pues como resultado de esta opinión económica, el programa de inversiones presentado fue elaborado con base en la normatividad aplicable y se encuentra dentro del rango de referencia establecido. Y la evaluación económica realizada muestra un proyecto rentable antes y

después de impuestos. Esta sería la opinión de la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- La siguiente por favor. Bueno, por supuesto que no vamos a leer todos estos párrafos, pero aquí simplemente es para hacer patente que se cumplió con todo el procedimiento. En el primer párrafo justamente se menciona que la modificación al plan de exploración tiene que ajustarse a la normativa emitida por las autoridades competentes y en este caso son dos. En el segundo párrafo estamos mencionando justamente la consulta que se hizo a la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente, en el cual nos está manifestando en el oficio que se ve ahí en ese párrafo que está en proceso de trámite el sistema de administración de riesgos y de implementación. Además, también en ese oficio que notamos ahí en el tercer párrafo, justamente la Secretaría de Energía establece que con estas modificaciones al plan y viéndolo en su contexto general, el cumplimiento de contenido nacional alcanzaría 21.34% y con lo cual cumpliría el compromiso de cumplimiento de contenido nacional definido en el título de asignación que es del 15% toda vez que es un proyecto de agua somera. Y por lo tanto – en la siguiente lámina – concluimos justamente con... en la siguiente por favor. Concluimos justamente que, vamos, el equipo técnico somete a la consideración de este Órgano de Gobierno el dictamen técnico-económico en sentido favorable para la aprobación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de las modificaciones al plan de exploración asociado a la asignación AE-0020-M-Okom-03, en términos del artículo 7 de los lineamientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Felipe Ortuño. Colegas Comisionados, doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno. En realidad, dentro del proceso se cumple digamos la revisión tal cual se observa en nuestros lineamientos. Sin embargo, yo tengo una observación desde el punto de

vista más integral de la revisión del plan que tiene que ver con que... si nos regresamos a la lámina dos por favor. En realidad, el desarrollo que se ha tenido en el plan de esta asignación, PEMEX lo que ha hecho es realizar la perforación de algunos pozos exploratorios, algunos con éxito, otros tantos sin éxito. Todos estos han sido sin éxito. Y únicamente perfora el pozo exploratorio y se va a otra estructura. O sea, aquí están inclusive el pozo que mencionaba aquí doctor, el Esah, aquí está el pozo. Y en lugar de delimitar el yacimiento aquí incorporó reservas 3P. No incorpora reservas 1P que podrían ser más valiosas. Se va a otra localización, que por cierto se va a una localización Manik-1A, porque el Manik-101A, el Manik-101 lo taponaron. Ha de haber tenido algún problema mecánico, algún accidente mecánico supongo, no se menciona por qué. Entonces hacen aquí un gemelo, ¿no?

Entonces, bueno, a final de cuentas lo único que ha hecho es perforar el pozo exploratorio y ya no delimita el yacimiento y no incorpora reservas 1P finalmente. Entonces, yo como comentario y como una sugerencia al plan yo creo que si tiene que cumplir Petróleos Mexicanos el proceso exploratorio para poder incorporar reservas que tanta falta hace al país y no únicamente reservas 3P como lo mencionó. Y no está incorporando las reservas que hace falta para el Estado y para el mismo Petróleos Mexicanos. Entonces lo único que están haciendo es descubrir e irse a otra estructura y no completar el ciclo que debería de ser el proceso completo en la estructura que están encontrando. A pesar de que aparentemente lo más fácil sería: Si el yacimiento encontrado es más o menos pequeño pues hacer una prueba de producción completa y pues mandarlo a un plan de desarrollo si es que hay el volumen necesario. Y si es el yacimiento más o menos interesante pues hacer la delimitación y mandarlo a desarrollo. Entonces nada mas está haciendo los pozos exploratorios y se va a otra estructura sin delimitar los yacimientos, no cumpliendo el proceso completo a nivel de cada una de las asignaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- En efecto Comisionada. Es decir, llega un momento en que esos descubrimientos tendrían que ser notificados, tendría que hacer PEMEX la caracterización y delimitación inicial, de tal manera que se tendría que llevar a cabo dos planes en paralelo. Un plan de evaluación que consistiría justamente en esa delimitación del yacimiento y en esa posible

declaración de comercialidad, a la vez que continúa en otras partes de la asignación con el proceso exploratorio que ha expuesto. De tal manera que quizá efectivamente aquí tendría que diseñar y llevar a cabo dos planes en paralelo, una de evaluación y uno que contiene uno de exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, el plan de exploración de la asignación debería de involucrar programas de evaluación para cada uno de los yacimientos que va encontrando. O sea, esta sería mi sugerencia para esta asignación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario? Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Yo quisiera destacar algo que viene en la resolución que me parece importante, como lo hemos hecho en otras modificaciones semejantes. Estamos viendo que algunas inversiones adicionales que se hicieron y actividades corresponden al año 2015-2016 y nuestras aprobaciones por naturaleza pues tienen que ser a futuro. Entonces se está haciendo la precisión en el dictamen que tomamos nota solamente de esas inversiones y actividades 2015 y 2016 y nuestra aprobación corresponde únicamente para las actividades globales y las actividades a realizarse en 2017. Esto por una parte.

Por otra parte, yo quisiera hacer la reflexión de si... en concreto lo que estamos haciendo aquí es aprobando actividades que PEMEX hizo de más en una asignación en materia de exploración, o sea, actividades e inversión y que va a hacer. Esto suena pues atractivo porque pudiera ser pues más exitoso porque al hacer más actividades se entiende pues que le encontró cierto interés a esta asignación. Lo que es importante analizar y recomendarle a PEMEX es: Como los presupuestos son limitados en todos los casos, si estas inversiones adicionales no están siendo en detrimento de otras asignaciones y si este cambio de destino de inversión está siendo producto de un análisis profundo respecto a hacer más estratégicas sus inversiones. Habría que recomendar eso a Petróleos Mexicanos porque el recurso que se invierte de más en un lugar pues se deja de invertir en otro

y habría que analizar si eso donde se dejó de invertir fue una decisión estratégica o no obedece a un plan completo viendo todo el panorama del conjunto de asignaciones de exploración que tiene Petróleos Mexicanos. Hasta ahí dejaría mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. A ver, ¿Secretaria Ejecutiva? No. A ver, antes doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me dejó inquietud un poquito el comentario de la Comisionada. Nosotros estamos aprobando un nuevo plan mínimo, pero ese plan mínimo no contiene los elementos que señala la Comisionada de realmente como que terminar el proceso, verdaderamente evaluar el potencial de la zona. No sé si el número puede ser muy correcto, pero la manera en que está hecho no. Yo no sé si vale la pena, no sé cuál, hasta donde llegar. Decir, "oye, de veras es el mejor uso de los recursos en este momento, no a futuro, sino en este momento, delimitar evaluar y llevarlo a comercialidad, etc."

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo hago el comentario porque en realidad aquí este plan o esta nueva propuesta de plan de exploración es para de aquí a agosto. Es probable que esta asignación PEMEX la quiera conservar para los próximos dos años. En realidad, el pozo que van a perforar sería de aquí a agosto y, bueno, lo pueden perforar de aquí a agosto. Sin embargo, es probable que vayan a quererlo conservar para los próximos dos años y yo sugeriría que en nuestra resolución pongamos la recomendación que se trate de cerrar el ciclo exploratorio para incrementar el valor de la asignación. Ese sería mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces una pregunta doctora. Entonces lo que usted propone es una recomendación, ¿pero usted ve en sentido favorable el aprobar esta modificación al plan?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Así es porque es un pozo que van a perforar de aquí a agosto que termine su asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. A ver, levantó la mano la Secretaria Ejecutiva y luego el doctor Ortuño y luego el doctor Monroy y luego el abogado. A ver, hubo un entusiasmo repentino de participación. A ver Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- En relación con lo que menciona la doctora, creo que atendemos esta observación incorporando en el dictamen la solicitud a Petróleos Mexicanos para que complemente su proceso exploratorio, ¿no? Independientemente de que en este periodo de vigencia de la asignación posiblemente le dará oportunidad de perforar el pozo. De hecho, en el dictamen, en la resolución, se menciona y se precisará que las actividades posteriores pues estarán dependiendo de que la Secretaría de Energía le otorgue el periodo adicional de 2 años. Y en ese sentido, sería la solicitud en este dictamen y tendríamos que tener cuidado para que el dictamen de estos dos años adicionales mantenga esta solicitud a Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Doctor Ortuño.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Abonando a lo comentado por la Comisionada Porres, yo solamente quisiera justamente precisar que el pozo descubridor del campo Esah ya certificó reservas por 135 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De tal manera que, si el plan de exploración sigue adelante para toda la asignación, deben de irse delimitando esos descubrimientos con planes que van a derivar de manera paralela como había mencionado para justamente declarar comercialidad e ir delimitando esos campos que pudieran entrar en producción próximamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Yo también me sumo al comentario de la doctora Alma América. Se tiene otras localizaciones, perdón, otras oportunidades

detectadas ahí. Nada más ahí está una la de Yaaj-1. ¿La puedes señalar? Al sur de Esah. A ver, aquí, permítame. Aquí, exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No más falta que te pongan en pantalla doctor tu mapa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Esa es otra oportunidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, doctor perdón, ¿lo puede volver a señalar por favor? Ahí está muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, este punto aquí, exactamente al sur casi de... al occidente de Esah-1. Esto tiene 47 millones con una PG de 41 en millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recurso prospectivo. Dependiendo del área y de los recursos, se puede delimitar un yacimiento o decidir que efectivamente ya con ese pozo exploratorio se puede empezar a echar a andar un proyecto de desarrollo. Pero si tenemos que recomendarle a PEMEX que todos estos yacimientos efectivamente aquellos que se necesiten delimitar deben de delimitar primero, ¿no? Para sustentar mayor un proyecto de desarrollo. Nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Abogado Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias Comisionado. Únicamente abundar en lo que mencionó la Secretaria Ejecutiva. En la resolución se hará la precisión de que se apruebe el plan hasta la perforación del pozo Manik-101A que terminará el 27 de agosto del presente año conforme a lo establecido en el calendario propuesto por Petróleos Mexicanos. Se condiciona aquellas actividades posteriores a la perforación de este pozo a la aprobación del periodo adicional del título de asignación a efecto de que todas las actividades – como sabemos – se deben llevar a cabo al amparo de un título o de un contrato. Eso sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.19.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0020-M-OKOM-03.

ACUERDO CNH.E.19.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 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 aprueba la modificación al Plan de Exploración correspondiente a la Asignación AE-0020-M-Okom-03.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe sobre la emisión de la primera factura por la venta de hidrocarburo producido por un contratista emanado de un proceso licitatorio.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Comisionado Presidente, pidió al Comisionado Héctor Acosta Félix hacer la introducción al tema.

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

> COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, solamente para dar el contexto. La operación de todo este proceso ha estado a cargo de la Dirección General de Medición que tiene a su vez a su cargo la Dirección General de Comercialización y de la Dirección General de Administración y Finanzas, cuyos titulares se encuentran aquí con nosotros. Como ustedes saben, en el caso de contratos de producción compartida, el contratista pone a disposición de la Comisión Nacional de Hidrocarburos por conducto del comercializador la parte correspondiente que le toca derivado de esta distribución que se hace de la producción. Sin embargo, antes de eso hay una etapa en la que derivado de los proyectos, del calendario de los proyectos, se realizan algo que se llama pruebas de producción donde se hace una primera extracción para efectos de analizar los componentes y las características del hidrocarburo de estos yacimientos.
>
> Y tenemos que ya se realizó la primera prueba de producción de uno de estos proyectos y, por lo tanto, de acuerdo con la cláusula 4.7 del contrato, el total de la producción se pone a disposición por excepción en este caso del comercializador quien tiene que realizar la comercialización. Producto de la venta de ese producto, el 100% de los recursos se entregan al Fondo

Mexicano del Petróleo y el Fondo Mexicano del Petróleo hace la distribución correspondiente. Para amparar esa venta se emite una factura electrónica, que en este caso la emitió la Comisión Nacional de Hidrocarburos como lo será en todos estos casos. Y lo importante de esto es que es la primera factura electrónica o CFDI que se está emitiendo producto de una venta de hidrocarburo derivado de un contrato. Entonces esta es la primera venta que hacemos por conducto del comercializador y de ahí la importancia de haber invitado a nuestros directores generales para que nos den detalles al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Directores generales, ¿quién inicia? Adelante.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Muy buenos días a todos. Tal como lo menciona el Comisionado Acosta, venimos aquí a informarles de los resultados de la comercialización de los hidrocarburos de pruebas que resultaron del contrato de Hokchi del pozo de producción Holchi-3. Esta prueba de producción se realizó en la última semana del mes de abril, entre el 24 y el 26 de abril. Dichos hidrocarburos fueron entregados en la plataforma Yakche-A de pertenencia de PEMEX. Los hidrocarburos que se recibieron como parte de la producción alcanzan los 4,201 barriles de 29.4 grados API. Dichos hidrocarburos fueron recibidos por el comercializador y vendidos a PEMEX en dicha plataforma. Como resultado de esto y luego de haber acordado todas las condiciones económicas para la comercialización de los hidrocarburos, pues vamos a proceder o procedimos a facturar. Es la primera venta que estamos haciendo de los hidrocarburos a través del comercializador del Estado y como lo menciona es todo esto como resultado y parte de la contraprestación de los contratos de producción compartida que tenemos suscritos por la CNH.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Director General Oscar Mendoza.

DIRECTOR GENERAL DE FINANZAS, ADQUISICIONES Y SERVICIOS, LICENCIADO OSCAR EMILIO MENDOZA SERENA.- Muchas gracias señor Presidente, buenos días tengan todos ustedes. Se le informa a este Órgano

Colegiado que, bueno, se emitió la primera factura como bien comentó la maestra Haydee Daisy. Fue por un total de 183,000 dólares. Fueron 4,201 barriles de petróleo a 37.57 dólares barril, 157 mil dólares más su impuesto. Por condiciones de pago nos vamos a un pago a 60 días. El comprador fue PEMEX Exploración y Producción perdón. Esto fue firmado el día 15 del mes y ya fue entregada. Ahorita están en procesos administrativos ya para poder realizar su pago en los próximos dos meses.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien, felicidades Director General, felicidades Directora General Daisy Cerquera. Comisionado, también usted nos ha liderado en este tema, muchas felicidades. La primera factura que emitimos derivado del hidrocarburo que el Estado recibe como contraprestación en los contratos de producción compartida. Téngase presente que en los contratos de licencia la contraprestación al Estado es en dinero, en los casos de los contratos de producción compartida la contraprestación es en especie y aquí ya se recibió la primera, derivado de las pruebas de producción de este proyecto. Pues muchas felicidades a todos, enhorabuena. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Yo quería recalcar esto Presidente porque pudiera surgir la duda de como que las primeras ventas si L3 ya está en producción. Recordemos que los contratos derivados de la licitación tercera son de licencia y por lo tanto la enajenación la hace directamente el contratista. Entonces es el primero derivado de la licitación 2.2 de los contratos que se adjudicaron y que tienen como característica ser contratos de producción compartida.

Ahora, yo si quisiera felicitar a las áreas involucradas. Un reconocimiento muy especial porque ha sido un proceso primero completamente novedoso para el país, no tanto para esta Comisión sino para el país. Ha sido también desde el punto de vista operativo. Desde el punto de vista operativo tanto de recibir los hidrocarburos como hacer la venta correspondiente. Y también desde el punto de vista fiscal y financiero ha sido un reto en razón de que se tiene una contratación con un comercializador cuyo pago no se hace con recursos presupuestales, sino con los recursos de la propia venta de los hidrocarburos. Entonces esto implicó una serie de consultas y acuerdos con la Secretaría de Hacienda

para analizar cómo se van a reportar esos ingresos por lo que toca al ingreso de la venta y como se van a reportar también esos egresos por lo que toca al pago de la contraprestación al comercializador. Entonces esto ha sido un proceso verdaderamente amplio en cuanto al tiempo y estas dos direcciones han liderado estos esfuerzos con sus respectivos jefes de unidad a quien también felicitamos. Y creemos pues que estamos listos ya para ahora si la venta regular de hidrocarburo producto de una producción ya derivada de un desarrollo permanente y normal de estos y otros campos que pudieran surgir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Pues reiteradas felicitaciones a usted Comisionado Acosta que nos ha liderado en estos temas de comercialización y otros, muchas felicidades. Directora General Cerquera, Directora General de Medición, muchas felicidades; Director General Mendoza, Director General de Finanzas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, muchas felicidades. Muy bien, pues enhorabuena, primera factura de la contraprestación que recibe el Estado en hidrocarburos de los contratos de producción compartida, muchas felicidades. Muchas gracias. Secretaria Ejecutiva."

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

ACUERDO CNH.E.19.003/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe sobre la emisión de la primera factura por la venta de hidrocarburo producido por un contratista emanado de un proceso licitatorio.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:10 horas del día 23 de mayo de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva