Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:40 horas del día 29 de enero del año 2019, 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, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quinta 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 220.0022/2019, de fecha 28 de enero 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 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 48 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.

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 Técnica sobre la modificación del título de la Asignación A-0163-M-Campo JAF.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión Técnica sobre la modificación del título de la Asignación A-0163-M-Campo JAF.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al Ingeniero Agustín Nieto Arias, Jefe de Departamento en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Nieto, por favor.

JEFE DE DEPARTAMENTO, INGENIERO AGUSTÍN NIETO ARIAS.- Si, buenos días. Con su venia Comisionada me permito presentar la opinión técnica de la modificación al Título de Asignación A-0163-M-Campo Jaf. Quisiera comenzar hablando acerca de los antecedentes de esta asignación. En el marco de la Ronda 0 en agosto de 2014 la Secretaría de Energía otorgó a Petróleos Mexicanos la asignación A-0163-Campo Jaf. Posteriormente en julio de 2016 a solicitud de Petróleos Mexicanos se modificó el Título de Asignación. En julio de 2017 el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales publicó el criterio 01/17, el cual corresponde al mejor uso y aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos determinados como económicamente inviables para su extracción.

Posteriormente, en marzo de 2018 la SENER expidió la Política Pública en Materia de Almacenamiento de Gas Natural y en ese mismo mes, a solicitud de la Secretaría, esta Comisión opinó sobre los campos para depósito y almacenamiento de gas natural. En agosto de 2018 el CENAGAS informó a la Secretaría que identificó al campo Jaf como el de menor riesgo para el almacenamiento de gas y en ese mismo mes la Comisión Reguladora de Energía emitió opinión favorable sobre los campos propuestos por la Secretaría para el almacenamiento de gas.

Es así que la Secretaría de Energía solicitó la opinión técnica de esta Comisión respecto de la modificación del término y condición cuarto del Título de Asignación comento y que es se informe si dicha modificación impacta en el Plan de Desarrollo para la Extracción. Dicha solicitud fue ingresada en esta Comisión el 6 de diciembre de 2018 y el día de hoy 29 de enero es presentado a este Órgano de Gobierno.

El campo Jaf se encuentra ubicado a 40 km al suroeste de la Ciudad de Veracruz, Veracruz. Fue descubierto en el año 2007 y en el año 2009 comienza su extracción con cinco pozos, de los cuales resultaron todos productores de gas seco. A la fecha se encuentran cuatro pozos taponados y uno programado para tapón. Este campo presentó un gasto máximo en enero de 2010 de 14.7 millones de pies cúbicos diarios y a la fecha tiene una producción acumulada de 12.1 miles de millones de pies cúbicos. Alcanzó un factor de recuperación de 66.7% y podemos ver la configuración de la asignación de los cinco pozos y el perfil de producción de gas que tuvo esta asignación.

Bien. ¿Cuál es la propuesta de modificación que hace llegar la Secretaría? En el lado izquierdo se puede ver el término y condición cuarto en su forma actual, en el cual se señala que la vigencia de la asignación es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014 y el cual se puede prorrogar por dos periodos de cinco años cada uno a solicitud del asignatario, en términos generales. Y en el lado derecho podemos ver que ahora la propuesta consiste en que se señale que la vigencia de la asignación será hasta que el Centro Nacional de Control de Gas Natural asigne esta área en una licitación para el almacenamiento de gas y la vigencia no podrá ser mayor a 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014. Esto en el entendido de que van a continuar vigentes las disposiciones y la terminación de la vigencia o hasta que el asignatario haya realizado la devolución del área en los términos y condiciones presentes en este Título de Asignación.

Como tal, la modificación propuesta no impacta el compromiso mínimo de trabajo dado que no había actividades físicas en el plan, pero sí a las inversiones asociadas al mismo que son del orden de 6 millones de pesos, por lo que se tendrá que establecer el mecanismo para finiquitar la asignación. También se ve que es técnicamente viable la propuesta referente a la modificación del término y condición cuarto del presente título en atención a que producir los volúmenes de gas remanente del campo bajo las condiciones actuales es económicamente inviable. Si se convierte el campo Jaf en una unidad de almacenamiento de gas, el Estado va a contar con capacidades para poder almacenar dicho hidrocarburo, lo cual contribuiría a la seguridad energética del país.

Por lo que hace al impacto de esta modificación en el Plan de Desarrollo para la Extracción, no existe un impacto en el mismo debido a que no existe actividad física documentada en el horizonte 2019-2034 y a que esta asignación dejó de producir gas natural en noviembre de 2014. También no se omite señalar a la Secretaría que deberá considerar los mecanismos y plazos que deban establecerse para que en su caso se realicen actividades de abandono de la infraestructura que no sea útil para el licitante ganador, así como la que pueda ser utilizada en el Contrato de Almacenamiento de Gas.

Con base en lo anteriormente expuesto y a lo solicitado por la Secretaría de Energía, la Dirección General de Dictámenes de Extracción propone la opinión técnica en sentido favorable en relación a la modificación del término y condición cuarto del Título de Asignación A-0163-M-Campo Jaf en razón de que dicha modificación no impacta en el Plan de Desarrollo para la Extracción. Por mi parte es todo, muchas gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues yo creo que esto es muy buena noticia en el sentido de que se está avanzando en la idea de tener mayor almacenamiento de gas en el país. En todos los países del mundo pues lo primero es utilizar campos de gas que ya están inertes o que ya están vacíos y creo que es muy buena noticia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si. Podríamos por favor poner la imagen de la propuesta, ahí. Es que la verdad no me quedó claro. Me queda claro el concepto, lo que se pretende hacer pues lo expuso con mucha claridad nuestro compañero, pero en la redacción no entendí si la idea es que la vigencia de esta asignación ahora para almacenamiento será hasta que el CENAGAS – dice ahí – asigne el área correspondiente en una licitación para el almacenamiento de gas natural. O sea, ahí iniciaría la vigencia y luego esa vigencia no podría ser mayor a 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014. ¿Cuál es el inicio de la vigencia? ¿Hasta que el CENAGAS más que asignar yo diría adjudique el área correspondiente en una licitación o el inicio de la vigencia es 13 de agosto de 2014?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor licenciado Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU.- Gracias Comisionada. Comisionados, buenos días. La idea es que la vigencia de esta asignación termine cuando se asigne y sí tenemos un problema de redacción en la propuesta. Pero la idea es esa, definitivamente es que la vigencia de la asignación termine cuando el CENAGAS a través de esta

licitación asigne el campo para que se lleve a cabo la actividad de almacenamiento de gas natural. En ese momento la asignación cambiaría su naturaleza jurídica de asignación y tendría ya la naturaleza para que se lleve a cabo la actividad de gas natural. Si no se da, si no se da la asignación a través de este proceso de licitación del CENAGAS, la vigencia de la asignación correría como está establecido hasta el día de hoy en el título. Esa es la lógica que, como bien dicen, no está reflejada en la redacción.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, yo creo que entonces la redacción está mal pues. O sea, ya entiendo lo que se quiere hacer, lo único que yo sí pediría es se dejara muy claro. Entonces la vigencia es hasta que el CENAGAS adjudique esta área de asignación para que el campo Jaf sea ahora para el almacenamiento de gas natural. Si eso no sucede, si el CENAGAS no adjudica esta área de asignación, entonces la vigencia no podrá ser mayor de 20 años contados a partir del 13 de agosto que es como está actualmente. ¿No? Ok.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Entonces considerando el comentario creo que vale la pena que hagamos una contrapropuesta a la propuesta de SENER para simplemente dejar más clara la redacción. Es decir, estamos opinando favorablemente a esa modificación del título con la precisión de la redacción para que quede claro el comentario del Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, la vigencia de la asignación concluirá en la fecha en la que el CENAGAS adjudique el área correspondiente en una licitación para el almacenamiento de gas natural. Y luego yo diría punto y aparte, con independencia de lo anterior, la vigencia no podrá ser mayor a 20 años contados a partir de. Son dos opuestos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Si, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muchas gracias Comisionada. A ver, esta asignación es de Petróleos Mexicanos y es una asignación donde seguramente ya se declaró que el yacimiento está

agotado y tiene capacidad para almacenarse gas y hay interés del CENAGAS de poderla poner en una licitación o pareciera de acuerdo a la redacción que cuando ellos la asignen, cuando lleven esa asignación, la pongan en un contrato, en una licitación, deja de ser asignación y de ahí pasa lo que comenta nuestro abogado de pues ya entraría como un contrato toda esa área para el almacenamiento de gas. Ese es el caso digamos uno. La otra dice o no puede irse más de 20 años a partir del 13 de agosto que se le otorgó a Pemex. ¿Pero qué caso tiene que siga en Pemex si ya no se le va a hacer nada? ¿Por qué no ya esa área regresa al Estado y el Estado empieza a hacer su plan como teníamos un Plan Quinquenal de áreas para exploración y extracción, empieza a realizar un plan pues no sé si trianual, quinquenal o como quieran, de áreas para el almacenamiento? Para qué le dejamos una asignación a Petróleos Mexicanos que hay obligación de estarla administrando, de estarle dando seguimiento, aunque nos reporten cero actividad y todo lo demás, si ya la podemos sacar a áreas del Estado en las cuales ya se decida para poner y se pueda almacenar gas. O sea, como que le estamos jugando nada más al te la dejo hasta que la asigne, pero mientras no la asigne te la dejo a ti Pemex hasta 20 años, pero aunque no hagas nada. Entonces no sé si también nosotros en nuestra contrapropuesta le podemos poner esto que yo acabo de señalar de que ya de una vez se revoque la asignación y se destine al Estado para su plan de almacenamiento de gas y ya pensemos en una estrategia más nacional de almacenamiento de gas en diferentes áreas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y en esa línea, y en aras de certeza jurídica, yo creo que habría que pensar quizá en un plazo para que el CENAGAS lleve a cabo la licitación, porque si no, ¿cuándo va a concluir la vigencia de esta asignación? Dice ahí cuando el CENAGAS la adjudique. Pues sí, ¿pero y si no la adjudica? Entonces yo creo que en aras de certeza jurídica totalmente de acuerdo con el Comisionado Franco, si Pemex ya no va a llevar a cabo actividades petroleras en esta asignación, yo estaría de acuerdo en proponerle a la SENER que esta área se revierta en favor del Estado y yo diría pues establecerle al CENAGAS que recordemos es una entidad, es un descentralizado que está sectorizado en SENER, lo que SENER puede ahí sí con mucha mayor autoridad, preguntarle al CENAGAS o instruirle al CENAGAS que lleve a cabo esta licitación en determinado plazo.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado. ¿Sí? Ok, gracias. Si, o sea, estando en la misma línea que comentan aquí los Comisionados, el único punto en el supuesto de una propuesta a SENER de una revocación, aquí se tendría que considerar el punto de que de los cinco pozos que se tienen hay cuatro que están taponados y hay uno que está programado a taponamiento. Entonces en ese caso sí se tendría que considerar que se tapone el último pozo para que se regresen los cinco pozos que estén taponados porque al final de cuentas la asignación ya quedaría en posibilidades de poder realizar cualquier otro tipo de trabajo digamos ya sin actividades de producción en ese momento. ¿No? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Efectivamente hay un pozo que está abierto y hay un dato aquí muy importante que es el gasto máximo que tuvo el yacimiento, fueron 14.7 millones de pies cúbicos en enero de 2010. Entonces yo quiero que quede claro que la CNH no está proponiendo este yacimiento técnicamente para que se pueda almacenar el gas, es una propuesta que nos llega a nosotros y nosotros no estamos avalando de ninguna forma que este pueda ser un prospecto por algún análisis interno aquí de la CNH en donde se llegó a la conclusión de que puede ser un buen candidato. Y por eso sacaba el dato del gasto máximo. Inyectar gas en un yacimiento depresionado es una muy buena idea, se hace en muchos lugares, pero también lo que hay que ver es la productividad de los pozos. O sea, qué tanto podemos obtener de gas en un momento dado cuando se requiere. Si los gastos pues son tan pequeños como 14.7 millones de pies cúbicos por día, entonces bueno, pues habrá que realmente verificar si es un buen candidato. Posiblemente haya otros que puedan estar dentro de una cartera de yacimientos en donde se pueda inyectar gas. Pero bueno, aquí no se trata de esto.

Finalmente, cuando nosotros demos nuestro punto de vista, queda claro que nosotros no estamos haciendo un análisis de que esto es el mejor candidato para inyección de gas. El CENAGAS lo verá. Pero por otro lado también está este caso de que Petróleos Mexicanos tiene una responsabilidad con este yacimiento. Entonces si Pemex lo regresa tendrá

que regresarlo con el pozo taponado, pero si se tapona el pozo entonces eso va a tener cierta repercusión económica en la parte de la licitación que CENAGAS está queriendo hacer. Entonces bueno, yo iría por las dos, no tengo ninguna complicación como dice el Comisionado Franco pues que una posibilidad fuera que lo regrese o que lo regrese con una alguna salvedad de que ellos terminaron su responsabilidad y que alguien más se responsabilice, el gobierno Federal, y ahí no sé cómo podría ser. A lo mejor no es una decisión de nosotros y a lo mejor podemos ir por la propuesta tal como se trae y hacer unas recomendaciones a SENER para que más adelante le pongan el orden jurídico vamos a decir a este tema y lleguen a una solución que sea la más eficiente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pueden regresar a la cronología y los antecedentes. Ahí en medio dice: "A solicitud de SENER, CNH opinó sobre los campos para depósito de almacenamiento de gas". Este fue parte de la opinión, ¿no? O sea, nosotros técnicamente ya opinamos y dijimos: "Sí se puede almacenar gas". Ahora, en el tema del pozo pues habría que ver, no vaya ser que ese pozo sí sirva para que estar almacenando, habría que evaluarlo técnicamente. Nomás dijimos en el yacimiento se puede almacenar, pero la infraestructura, la utilidad de los pozos esa no se vio. Pero digo, se puede revisar. El tema aquí es, como bien dice el doctor Néstor, es hacer las recomendaciones más allá de lo que nos están proponiendo el escrito; porque en el escrito, aparte de que hay duda como lo manejaba el Comisionado Pimentel, pues hay más cosas que considerar y de una vez quitémosle la responsabilidad de una asignación petrolera a Pemex que ya va a ser utilizada para otros fines como es en este caso el almacenamiento de gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, como recomendaciones, así como lo dijo el Comisionado Néstor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, aquí creo que si hacemos un poquito el resumen de los comentarios es creo que sí hace

falta un punto en la redacción de la propuesta. Sería la primera. La segunda, como recomendación hacer la propuesta que se mencionó por el Comisionado Franco. ¿Sí?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y un plazo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Desde luego. Y bueno, una tercera que sería también, pero sería en la redacción, ¿no? ¿O una recomendación de un plazo para la licitación, para asignación?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Como recomendación. Yo creo que es una cuestión de SENER establecer el plazo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Desde luego.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor una puntualización. Si, efectivamente la CNH opinó sobre campos para depósito y almacenamiento del gas natural, pero no hasta el detalle tal de revisar la rentabilidad. Porque todos los yacimientos que son depresionados son susceptibles y no solamente de gas, también de aceite. Es sobre campos posibles que pudieran ser susceptibles, pero no es el detalle que la CNH está proponiendo que este sea el primero ni el segundo. Tendrá que ser un análisis posterior de CENAGAS, a lo mejor nosotros le podemos apoyar o SENER, pero mi planteamiento es que nosotros no tenemos todo el estudio vamos a decir en el desarrollo de cuánto pudiera de alguna forma dar la rentabilidad. Y la rentabilidad no es qué tanto gas pueda inyectar, sino qué tanto gas puede tener en un momento dado en el caso de una urgencia. Entonces eso tiene que ver con otro tipo de cuestiones que tendrán que revisarlas y los oferentes, los que quieran obtener estos yacimientos para almacenamiento, pues tendrán que revisarlos. Porque depende de la localización, depende de la productividad de los pozos y la productividad es la capacidad que tienen los pozos para aportar un volumen este caso de gas con una caída de presión. Entonces si me tardo mucho en sacar el gas que me tardé seis meses en meterlo pues no me sirve como almacenamiento. Ese es el punto de la productividad. El análisis está, pero a un nivel que todavía no es el definitivo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, coincidiendo con lo que señala el doctor Néstor, se hizo una revisión durante el año 2018 de 14 campos que pudieran ser considerados o susceptibles para almacenar gas. El área técnica junto con el área de evaluación económica hicieron un análisis integral sobre la rentabilidad para la exploración y la extracción de hidrocarburos y nosotros como Comisión, como áreas técnicas, se hizo la determinación de que no eran rentables para usos de exploración y extracción. Ahora bien, se trabajó tanto con la Secretaría de Energía como con la Comisión Reguladora de Energía y con el CENAGAS para revisar cuál de esos campos era el mejor candidato para el uso de almacenamiento dado que el almacenamiento no es de competencia de la Comisión y se estableció todo un proceso en el que la información técnica correspondiente se integró a los cuartos de datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos al cual tuvieron acceso distintas empresas que están interesadas en el proceso del almacenamiento y pudieron haber llevado a cabo los estudios que usted señala a nivel de todos los interesados de participar en la licitación que tiene el CENAGAS.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Secretaria, nos podría hacer 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.05.001/19

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 sobre la modificación del título de la Asignación A-0163-M-Campo JAF.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Me permito presentar un resumen del dictamen técnico sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015 entre Fiedwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. y PetroBal Upstream Delta 1, S.A. de C.V. La relatoría del proceso realizado inicia con la presentación del plan por parte de Fieldwood y el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto en el 12 y 18 de septiembre del 2018. Se emitió prevención por información faltante el 23 de octubre del 2018 y la atención a la prevención, incluyendo la prórroga, fue atendida el 7 de noviembre del 2018. De ahí ingresaron algún alcance. Se declara suficiencia en diciembre del 2018, no sin antes señalar que se tuvieron las reuniones de trabajo pertinentes para las aclaraciones, así como la comparecencia sobre todo por el tema de puntos de medición, entre otros. Y el día de hoy pues le presentamos la propuesta de Plan de Desarrollo del área contractual 4.

Esta área se ubica en aguas someras del Golfo de México a unos 40 y 50 km, digo porque Ichalkil está a 40 y Pokoch a 50 km de la costa y se incluyen precisamente los dos campos que están mostrados en la gráfica. Se encuentran entre las costas de Tabasco y Campeche y es un área

contractual de 57.966 km². Tiene una vigencia hasta el 2041. Es un tipo de Contrato de Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida. La operadora, como ya lo mencioné, es Fieldwood Energy y PetroBal Upstream con 50% y 50% de participación, el primero como operador, el segundo como socio. No tiene restricciones para la extracción y las colindancias son campos que se muestran en la parte de abajo que son Kax, Wayil, Homol y Tumut que se encuentran pues en las inmediaciones de estos dos campos Pokoch e Ichalkil y que me servirán más adelante cuando veamos los campos análogos que se utilizaron para correlacionar.

Con relación a las características generales del área contractual, se tienen pozos que en su momento perforó Pemex, los cuales están taponados y que fueron declarados como no útiles por la empresa Fieldwood. Sin embargo, ellos sí consideran la recuperación de los pozos Pokoch-1DEL e Ichalkil-2DEL, los cuales fueron perforados y están considerando la terminación en el Plan de Desarrollo que voy a ir describiendo más adelante.

Las áreas o los periodos que se van a poner en producción son el Cretácico en la parte de Ichalkil y también el Jurásico Superior Kimmeridgiano y en la parte de Pokoch solamente el Jurásico Kimmeridgiano. Es importante señalar que la densidad de grados API fluctúan entre 33 y 38 para el Cretácico, 31 y 45 en el Jurásico y 31 y 37 en el Jurásico del lado de Pokoch, entonces es un aceite ligero. Tiene temperaturas que oscilan entre los 150 °C más o menos y la presión inicial fluctúa desde los 321 en el Cretácico y el Jurásico 662 para la parte de Ichalkil y en Pokoch la presión inicial es de 424 kg/cm².

Mencionaba que el Plan de Desarrollo contempla la perforación de 21 pozos más un pozo inyector para agua residual. Estos 10 pozos primero irán al Jurásico y tres de esos serán reparados en el futuro para producir en Cretácico y asimismo se consideran ocho pozos directamente al Cretácico del lado del campo Ichalkil y en Pokoch serían tres pozos al Jurásico Superior Kimmeridgiano. El objetivo de este Plan de Desarrollo es recuperar un volumen de 450 millones de barriles y 567 miles de millones de pies cúbicos con una inversión de 7,582 millones de dólares. El alcance considera la construcción de instalaciones en dos fases que describiré más

adelante y que de manera general incluye la construcción de 2 plataformas ligeras marinas, 2 octápodos, 6 ductos, la perforación de 19 pozos productores, la perforación de un inyector para agua residual, la recuperación o terminación de 2 pozos que ya mostraba en la lámina anterior con una inversión – repito – de 7,582 millones de dólares.

Para dar cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, se revisan estos tres puntos que están en pantalla. El primero es referente a la tecnología y el plan de producción para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Las actividades previstas en este Plan de Desarrollo están mostradas en pantalla y básicamente se puede ver cronológicamente cómo se irán atendiendo la perforación y terminación de los pozos. Por ejemplo, en el caso del primer rubro que es la perforación de los 19 pozos, en el 2019 ya se tienen contemplados los primeros cuatro. Dos se terminarían en el 2019 y dos en el 2020. Se tienen los permisos, más adelante mencionaré que hay que hacer una actualización de estos una vez que se tenga aprobado el Plan de Desarrollo, pero ellos están listos pues para iniciar la actividad. La recuperación o terminación de los dos pozos siguientes en el 2020, el pozo inyector en el 2022 que ya es previo a la segunda etapa, ahorita describo como se irá dando, reparaciones mayores – recuerden – para pasar del Jurásico al Cretácico y la actividad de reparaciones menores y descrito en todo el horizonte de la propuesta, los cambios al sistema BEC que es el que determinan utilizar tanto para el Jurásico como el Cretácico. En cuanto a la infraestructura mencionaba que son ductos, seis ductos, interconexiones de fondo, las estructuras ligeras marinas tanto para Ichalkil como para Pokoch y dos octápodos asimismo, uno denominado Ichalkil A y el Ichalkil B. Y en la parte de abandono pues está previsto la desincorporación de instalaciones, ductos y el abandono de pozos.

Anticipaba en la lámina anterior que el sistema artificial de producción que se prevé utilizar es el bombeo electro centrífugo, lo cual pues facilita el levantamiento de cualquier tipo de fluidos, es eficiente aunque tenemos una condición relacionado con acuíferos muy activos en esa zona, ahorita comentamos un poco más de detalle. Utilizar pozos direccionales puesto que esos facilitan o permiten un mayor contacto del área del yacimiento. Van a utilizar sensores de fondo tanto para el funcionamiento del sistema artificial, bomba y motor del BEC, monitoreo de la presión dinámica y

estática y una sísmica que permite mayor resolución de eventos subsalinos, definición de facies, fallas y obviamente esto ayuda a la caracterización del yacimiento, entre otras tecnologías.

Con relación al volumen a recuperar en el plan propuesto, pueden observar en la parte superior que el aceite el volumen original estimado con datos preliminares por el operador es de 1,655 millones de barriles y 1,933 miles de millones de pies cúbicos para el caso de gas. El volumen a recuperar propuesto en el Plan de Desarrollo es de 455 millones de barriles y 567 miles de millones de pies cúbicos de gas. Hay un cuadro del lado derecho donde separamos por cada uno de las formaciones para Cretácico, Jurásico y Jurásico para el caso de Pokoch el volumen a recuperar tanto para aceite y para gas. Aquí es importante mencionar en la gráfica principal que se presenta un comparativo de reservas 2P de aceite y se puede observar que el área 4 comprendida por Ichalkil y Pokoch puede llegar a convertirse si estas reserva son certificadas. Es importante mencionar que en este periodo ya no metieron su certificación, pero lo tiene previsto para el siguiente periodo. Y entonces si se rectifican estos números, podría ser la número cinco en importancia por debajo solo de Akal, Maloob, Ayatsil y Zaap.

Con relación a los factores de recuperación, aquí separamos los dos campos. En la parte de arriba pusimos el Jurásico. Es importante mencionar que la producción, el volumen que se va a extraer el Jurásico Superior Kimmeridgiano sería más o menos el 40% y el 60% restante la producción vendrá del Cretácico. Entonces separamos para hacer un comparativo. Obviamente acotamos con criterios como que son ambientes de depósito, litología carbonatos, son campos costa afuera, tienen una recuperación primaria, la densidad es para aceites ligeros y presiones iniciales entre 300 y 700 kg/cm^2 y entonces nos da este comparativo de campos aledaños que incluso se revisaron en su ubicación para tener un contexto más claro de la analogía con estos campos y el factor de recuperación esperado pues será entre 40% y 34% en la parte del Kimmeridgiano y en el Cretácico del orden de 24%. Si bien pudiera parecer un valor bajo, repito, estamos considerando solamente recuperación primaria. Y tenemos aquí con estos campos análogos la situación de que se considera un acuífero activo, el cual es importante que se vaya monitoreando. Entonces si bien el factor de inicio, porque repito esta es la propuesta de inicio para el Plan de

Desarrollo, pudiera verse bajo, nos parece adecuado que sean cautelosos porque hay que ver el comportamiento, hay que monitorearlo y tener bien identificado el comportamiento que puede presentar. La producción de estos pozos pudiera ser del orden, la propuesta es de 6,000 a 7000 barriles por días, pero pudiera verse incrementado 11,000-12,000. Sin embargo, están siendo cautelosos por el tema del acuífero que se espera y de ahí el factor de recuperación de 24%.

Bien. Permítame platicarle sobre las alternativas planteadas. Si bien la producción de aceite va en el orden de la reserva 2P de los 455,000 barriles, hubo un análisis sobre la infraestructura. La primera alternativa es utilizar la infraestructura que tiene Pemex ahí cerca. En la gráfica siguiente voy a mostrar claramente dónde está ese octápodo que es propiedad de Pemex y que ellos consideran. En la alternativa 2 ellos también consideraron la opción de utilizar un FPSO en flujo multifásico y luego hacer una separación y compresión en una plataforma, en un octápodo que ellos pretenden construir. Esta alternativa además de que tomaría más tiempo, un año o un poco más, pues considera que tiene que estar las plataformas, que se tiene que hacer la inversión del barco y entonces la rentabilidad, ahorita llegamos a los indicadores, pues no fue la más económicamente viable. Y la alternativa 3 es utilizar esa infraestructura que tiene disponible pero ahora pensando en todo el horizonte y ahí el análisis muestra unos indicadores no tan viables puesto que los gastos de operación en esta última alternativa se van de 4,000 o del orden hasta los 6,000 como se puede ver en la última alternativa. Entonces la alternativa seleccionada básicamente es utilizar durante los dos primeros años la infraestructura que tiene Pemex en el área que van a rentar que ellos van a poner su infraestructura de separación, su proceso y eso sería lo que le denominan la etapa uno y en la etapa dos ya terminarían la construcción de su octápodo y entonces ya manejarían por separado el gas y el aceite. Ahorita describo un poco más a detalle, pero esta alternativa 1 permite acelerar el inicio de la producción de aceite y gas, por lo tanto, los indicadores económicos – valor presente neto y la relación VPN/VPI como se pueden ver abajo – estos son los indicadores que presenta el operador pues son los más altos en la alternativa 1. Más adelante también mostraré los indicadores que calcula esta Comisión para que vean el resultado del análisis económico en la alternativa 1.

Entonces graficando, como podrán ver ahí las alternativas que se consideraron mencionaba que la alternativa 1 que es la que está graficada en color azul pues básicamente adelanta la puesta en operación de la infraestructura y por ende la producción de hidrocarburos y es la que tiene los menores indicadores. Y entonces se grafican las otras para que se vea solamente el desfasamiento que tiene entre alternativa 1 y la 2 y 3 que son las mismas. Ese sería para el caso de las alternativas. Y ya únicamente centrándome en lo que es el caso 1 que es la alternativa seleccionada, se ve en la pantalla la línea de color verde sería el perfil de producción y ponemos tres acotaciones. Todo el presente análisis está cortado hasta el 2041 que es la conclusión del contrato como está actualmente. Pero obviamente pues se ve todavía una producción que oscila entre los 20,000 y 10,000 barriles por día y entonces si se diera una extensión del contrato hasta por dos periodos de cinco años, pues sería hasta el 2051 y es la siguiente acotación. Y el límite económico, cuando aún todavía se pudieran tener 5,000 barriles más o menos, sería hasta el 2058. Entonces el caso 1 pretende recuperar 455 millones de barriles. Y en la parte de gas, de manera similar, el volumen a recuperar al límite contractual es de 567,000 millones de pies cúbicos por día con los mismos criterios, están los perfiles de gas y conclusión del contrato si se diera una extensión del mismo y el límite económico hasta el 2058. Pero todos los datos presentados y el análisis se consideran hasta la conclusión del contrato como está actualmente.

Mencionaba que existe la propuesta de dos fases. Lo que está en amarillo son los tetrápodos que son de Pemex y que ya están instalados. En este momento no tienen producción y entonces en la alternativa están considerando la instalación de los dos tetrápodos, perdón, de las dos estructuras ligeras marinas que están en color gris y la construcción de esos oleogasoductos de 7.3 km, una más de 1 km por 16 pulgadas y este de 11.6 km y 24 pulgadas con sentido o ductos que serían para la etapa uno que sería del 2020 a 2022. Entonces utilizando este tetrápodo Tumut-A y está considerado la renta del servicio de Pemex pues para el uso del tetrápodo y de ahí la transportación del hidrocarburo. El proceso como tal lo pondría...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una pregunta del Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada más para que quedara claro, ¿qué es el tetrápodo? O sea, queda claro qué es la estructura ligera, el ducto, ¿pero el tetrápodo qué harían ahí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahí van a instalar. Es existente, ya está instalado, es de Pemex. Ahí van a instalar proceso. El operador propone instalar separación trifásica y ahí sería la manera de mandar la producción, ahí se entregaría mediante acuerdos con Pemex para la transportación y el manejo ahorita les muestro qué más ocurre en esta trayectoria. Pero básicamente es para ahí entregar la producción y continuar todo el trayecto y más adelante el proceso de separación, etc. Lo que sí habría es también medición ahí. Esa es básicamente ahorita la función en esta primera etapa.

Entonces estas estructuras ligeras marinas sería la primera infraestructura que se abriría junto con esos ductos y solo sería hasta el 2022 porque a partir de 2023, la que sigue, que sería del 2023 y hasta el 2041 se mantiene esta infraestructura. Estoy aquí posicionado del lado derecho, este es el mismo esquema que teníamos. Pero una vez que esté construido el octápodo Ichalkil-A, entonces la producción proveniente de esta estructura ligera marina Pokoch-1DEL vendría y ahora se derivaría en el fondo. Por eso se le llaman válvulas de fondo perdidas. Aquí se haría una derivación para que ahora la trayectoria del hidrocarburo sería hasta esta válvula y esta está al pie del octápodo. Y entonces la producción ahora se mandaría este octápodo, lo mismo que de la otra estructura ligera marina que es Ichalkil-2DEL. De igual manera llegaría aquí a este punto, esto está al pie del octápodo y aquí se tendría igualmente el proceso de separación para mandar por un lado el gas en un gasoducto que van a construir de 25 km y el aceite por una línea de 122 km de manera separada. Y este proceso que mencionaba ahorita por la pregunta Comisionado será ubicado en Ichalkil-B cuando esté construido y la producción de acá de igual manera llegará a esta plataforma y todo aquí será el proceso, la separación y medición. Ahorita vemos con más detalle. Esa sería la etapa dos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Las estructuras ligeras marinas son equipos de perforación?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No. Son estructuras aligeradas, permiten en este caso hasta seis pozos. Es una forma de eficientar y acelerar la construcción.

Imagine usted que son cubos de los que ya se tiene la ingeniería, el material y todo lo necesario para construirlo. Y en función de la profundidad, se mandan a hacer estos cubos y se van ubicando uno sobre el otro, entonces es una ingeniería ya pre aprobada, ya se conoce el material y los costos y entonces es el esquema que actualmente hemos presentado en muchos de estos planes, estas ELM, estructuras ligeras marinas. Solamente se les pone un reforzamiento en la parte del lecho marino, pero por lo demás es más sencillo de construir, más rápido y pues más económico.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pero se perfora ahí, porque de ahí sale el ducto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, sí, sí. Una vez que está instalado de ahí los conductores y de ahí se hace la perforación de los pozos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok, perdón.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y creo que ya entendí. Una vez que está la plataforma fija, en este caso esta estructura, puede llegar una autoelevable y es la que hace la perforación basado en los conductores de ahí. Y cuando termina, se retira el autoelevable y quedan los pozos y todo.

Con respecto al aprovechamiento de gas natural, se revisó la capacidad que se tiene prevista para instalar para manejo de gas y es de 160 millones de pies cúbicos por día. Esta, hay una nota al pie que dice que quedará definida con la ingeniería de detalle, pero está obviamente relacionada con el perfil de producción de gas esperado que es la línea amarilla y que en su pico máximo alcanza los 145 millones de pies cúbicos por día. Entonces con esa capacidad se podría manejar el volumen máximo de gas y el Plan de Desarrollo propuesto considera el 98% de aprovechamiento.

Los mecanismos de producción son igual en dos etapas. Mencionaba que la producción en estas dos estructuras sería manejada de manera multifásica, pero sí se tendría medición. O sea, aquí se va a poner separadores trifásicos de tal manera que se mida. Esta es la parte de proceso que se instala en estas plataformas de producción, el punto negro significa que va a haber medición operacional. Se podrá determinar la medición de aceite y gas, pero de manera multifásica se enviaría hasta Tumut. Y entonces en esta fase uno la medición fiscal se prevé en esta

plataforma existente que se llama Tumut-A aquí también se tiene prevista la medición a través de Coriolis tanto para petróleo y gas natural y además la medición para el agua porque se espera que empiece producción de agua, entonces ya durante la separación esa agua se mandaría a un pozo letrina que ya existe. Y este sería el punto de medición fiscal acordado entre la empresa Fieldwood Energy y Pemex. Y de ahí de manera multifásica se enviaría a todo el proceso donde ya Pemex manda hacia Chuc-A, separa aquí el aceite y el gas y entonces ya sigue su recorrido hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas y en la parte de gas hacia el Centro Procesador de Gas Atasta y el Centro de Distribución de Gas Marino, que este es el proceso que normalmente maneja Pemex. Aquí el acuerdo se da en Tumut-A para la medición fiscal.

Y en la fase dos, recordemos esta fase uno es de 2020 a 2022. En la fase dos cuando ya esté operando el octápodo Ichalkil-A y posteriormente Ichalkil-B, entonces ya no se va a utilizar Tumut-A sino se va a enviar a este octápodo donde se tiene previsto de igual manera la separación. Van a poner incluso dos separadores y la medición será a través de placas. Ichalkil-A es a través de Coriolis tanto para el petróleo y para el gas. Entonces el gas se seguirá manejando por el Centro Procesador Litoral A con una medición fiscal aquí y el aceite se enviará por estas líneas de 122 km que mencionaba hacia una terminal de almacenamiento y venta que tendrá una capacidad de 750,000 barriles y que está considerada como una terminal privada. Va a estar en Dos Bocas, no dentro de la terminal sino a un lado. Adelante por favor.

Con respecto al Programa de Inversiones. La parte de desarrollo tiene prevista la inversión. Aquí está en este, 1,114 millones de dólares la construcción de instalaciones principalmente y la perforación de los pozos. Toda la parte de desarrollo representa un 38%. La parte de producción el rubro mayor pues está en los ductos y en la operación de todas las instalaciones anteriormente descritas por 1,298 millones. En conjunto, todo esto representará y a lo largo de la vida del contrato el 60%. Y finalmente el abandono representa el 2%. El total de las inversiones previstas es 7,582 millones de dólares.

Como ya hemos presentado, esta lámina muestra cómo se prevé la distribución y esto ya es el trabajo de análisis que se hace por parte de

evaluación económica al interior de esta Comisión. El valor de los hidrocarburos que es la producción por el precio representa 28,869 millones de dólares. Este Plan de Desarrollo tiene considerado costos por 7,582 millones de dólares. Si al valor del hidrocarburo le restamos los costos que son las inversiones y los gastos de operación, nos queda una utilidad operativa de 21,288 millones de dólares. Entonces a favor del Estado que sería el 85% se esperan del orden de los 18,000 millones de dólares y a favor del contratista 3,288. En el pie del lado derecho se puede ver que es un 85% y 15% respectivamente. Los indicadores, y estos son los que se calculan en la Comisión, nos da un valor presente neto antes de impuestos y contraprestaciones de 7,394, después de impuestos de 580 millones de dólares y la relación VPN/VPI antes de impuestos es de 3.3 y después de impuestos de 0.26.

Con un poco más de detalle, ese valor de los hidrocarburos que sería la línea azul pues está graficada de esta manera. Los ingresos del Estado están en color negro y la sumatoria de todas estas barras representan el 85% que mencionaba anteriormente. El costo total se va viendo y cada vez que el costo total está por encima de la línea que representa el valor de hidrocarburos pues representa una inversión o más bien un flujo negativo para el contratista. Entonces en estos primeros años el flujo neto del contratista pues está por debajo del cero, son las inversiones, y posteriormente la suma de todos estos rectángulos color amarillo representarán el total de los 3,288 millones de dólares que es el 15% a favor del contratista. Los supuestos para el escenario analizado consideran un precio de 60 dólares por barril y 3 dólares por millar de pie cúbico, tasa de descuento del 10%, tipo de cambio del 20. Es importante señalar las consideraciones porque normalmente haya alguna variación con respecto a los indicadores que presentan los operadores, pero esto es básicamente por las consideraciones en el supuesto del análisis. Pero se verifica tanto con los criterios que utiliza la Comisión como los que ellos lo hacen para verificar la consistencia y razonabilidad de los indicadores.

También se hace un análisis de sensibilidad que son las siguientes láminas. Explico la primera y la otra solamente los resúmenes. Si hubiera un cambio en el precio, nosotros estamos considerando como punto de partida que el precio del aceite sería de 60 dólares por barril. Si hubiera una disminución en ese sentido, se mantendría la viabilidad, pudiera bajar pues

hasta 40 dólares. Aquí está mal el dato, son por barril. Entonces puede, el VPN que está del lado izquierdo sería a una tasa de 10% pudiera igualarse a cero aun bajando a 38.7 dólares por barril. Ahora, también pudiéramos tener un cambio en la producción y aquí la sensibilidad es bajar de los 567 millones de petróleo crudo equivalente que es la propuesta y pudiera bajar hasta 392 y el VPN se igualaría a cero. Y otra sensibilidad es los costos de producción. Aquí el análisis considera actualmente de casi 14 dólares por barril. Este pudiera incrementarse hasta un 18%, perdón, hasta 18 dólares por barril que sería una variación del 47% y de igual manera el VPN sería cero. Entonces este tipo de sensibilidades es para ver qué tan vulnerable, qué tan sensible está el proyecto, en este caso a costos de producción, producción y precio del hidrocarburo.

Esta lámina muestra, no la voy a leer, solamente quiero destacar que se presenta el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. Entonces la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto a este Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. También se manifestó con respecto al Programa de Cumplimiento en Materia de Contenido Nacional y asimismo ASEA, la agencia informó que cuenta la empresa con el CURR, la autorización de su Sistema de Administración y las actividades contempladas para la extracción se encuentran amparadas bajo la autorización anterior. Sin embargo, mencionaba al inicio de mi presentación que una vez que se tiene el el plan pues se tiene que hacer una solicitud de modificación a su Sistema de Administración autorizado, el Programa de Implementación considerando las modificaciones y el Plan de Desarrollo aprobado. Esto es para la actualización de sus permisos. Adelante por favor.

Se revisa el cumplimiento normativo obviamente tomando en cuenta los artículos 31, el 44 de la Ley de Hidrocarburos, pero así también se revisan para un Plan de Desarrollo el cumplimiento a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, específicamente en su artículo 39. Se revisa el cumplimiento de Lineamientos de Planes que es mucho del análisis y que aprovecho para agradecer a las áreas técnicas que participan, no solo dictámenes sino medición, el área de evaluación económica, el área de UATAC, el área de reservas, todos ellos participan. El cumplimento de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas y por

supuesto el contrato y ahí entonces ayuda mucho el área jurídica para ir revisando que se dé cumplimiento a todos esos artículos y cláusulas.

Dicho lo anterior, las conclusiones que presentamos es que las actividades que se están proponiendo por parte del operador para este Plan de Desarrollo buscan acelerar el desarrollo del potencial petrolero en el área contractual y en nuestro país por supuesto. Hay un pronóstico de aceite y un factor de recuperación esperado por área, este factor es considerando el área 4 de 28% y 29% para aceite y gas respectivamente. Se espera recuperar con la alternativa seleccionada 455 millones de barriles de aceite y 567 miles de millones de pies cúbicos de gas como garantes de la seguridad energética. El uso de tecnología es adecuada no solo por la propuesta del operador sino porque revisando con los campos y las condiciones de instalaciones y estructuras cercanas se ve que es benéfico utilizar el sistema artificial BEC, la sísmica, pozos desviados con mayor contacto hacia el yacimiento, etc. La propuesta también está orientada a promover actividades de exploración y extracción en beneficio del país. Se presenta un Programa de Inversiones acorde a las actividades como fuimos describiendo. El plan propuesto prevé el cumplimiento de la meta del 98% de aprovechamiento de gas de acuerdo las disposiciones técnicas en este sentido. Y se cumple con la propuesta de punto de medición tanto para aceite, para gas en las dos etapas dando cumplimiento al artículo 42 de los lineamientos.

Algunas recomendaciones. Mencionaba al inicio que pues se tiene que hacer un seguimiento respecto al monitoreo del contacto de los fluidos, sobre todo porque esperamos un acuífero activo en esta zona. Y también mencionaba que primero se va a desarrollar el Jurásico, entonces la recomendación sobre la parte del Cretácico que iniciaría tres años después es que se adquiera mayor información, que se analice el bloque oeste específicamente para un mejor sustento tanto del volumen como de las reservas y obviamente las decisiones que se tomen de la ubicación de los pozos. Y realizar los modelos de simulación, siempre esto será un buen punto para considerar las condiciones identificadas y la información que se va obteniendo con la perforación de los pozos y todo esto pues considerar en el balance de materia, en la heterogeneidad del yacimiento y las direcciones de flujo. Hasta aquí sería la parte del resumen que no fue tan resumen, pero me gustaría pasar la palabra al Comisionado ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, me gustaría hacer unos comentarios respecto al plan. Ya ven que, bueno, en la ponencia trae el Plan de Desarrollo, el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto. Ahorita los que nos presentó el jefe de Unidad de Extracción es el Plan de Desarrollo. Pero me gustaría hacer unos comentarios al respecto. Se pueden ir a la lámina 37 por favor. Ahí en esta lámina se ve todo el cumplimento que debemos dar a la normatividad y si bien pareciera, oye, es demasiado, son muchos artículos, etc., proyectos de este tamaño, de esta magnitud, de esta importancia lo ameritan. Tenemos que ser muy estrictos en la revisión de este tipo de planes dado que son muchas inversiones, por ahí vimos en la evaluación económica hay más de 7,000 millones de dólares que se van a invertir en este proyecto y que es necesario revisarlo con la información que se tenga en este momento, con los criterios de este momento, de manera muy profunda.

Entonces también vimos en la cronología de entrega de información por parte del operador que hubo información que fue complementando. Eso es normal, es la primera vez que nos va a presentar un Plan de Desarrollo esta empresa, empiezan a documentar cosas, van interpretando los lineamientos, nuestros equipos técnicos de la Comisión y legales participaron para que se haga una muy buena documentación. Creemos que lo que se presentó de documentación es acorde a la etapa en la que se encuentra el proyecto actualmente. Este proyecto, si vamos a la lámina 10, ya les mostró nuestro Titular de Unidad, que puede convertirse en el área contractual número cinco en el contenido de reservas 2P. Cuando la certifiquen y si toda esta información creemos está bien soportada, se puede convertir en el número cinco. Y si nada más contáramos Ichalkil en Cretácico con esos 265 millones de barriles de aceite, pudiera ser o estar dentro de los 10 campos más importantes en reservas 2P de este país. Pero además lo que podemos ver es que, aunque pareciera en otra lámina vimos el factor de recuperación de 24% para Ichalkil Cretácico, que el equipo técnico revisó la información y pareciera que tiene más potencial de producción. O sea, no quisimos como ponencia y como análisis de la Comisión forzar al operador a que incrementara la producción de estas zonas debido a lo que se tiene ahora de un acuífero activo y que el problema pudiera ser la canalización de agua y por lo tanto la reducción de

la productividad de los pozos. Entonces queremos que empiecen a producir este campo, se vaya monitoreando como bien se puso en el dictamen y con eso ya se vayan tomando las decisiones más adecuadas para una mejor explotación del hidrocarburo.

Otra de las cosas importantes de este plan es que va a aprovechar la infraestructura que ya tiene Petróleos Mexicanos. Hay una infraestructura que tiene ahí, lo que vimos el tetrápodo de Tumut que puede ser utilizado durante los dos primeros años. La etapa de producción de estos campos va a aprovechar infraestructura que tenemos en el país, o sea, la capacidad instalada en nuestro país puede ser aprovechada. Porque ellos pudieron haber esperado, meter otra plataforma y tener otro esquema de explotación, lo cual vimos conveniente que sí aprovecha la información que tiene.

Otro de los datos importantes si lo comparamos este contrato que es parte de los tres que se adjudicaron en la licitación 2 de la Ronda 1, vemos comparándolo con Eni y con Hokchi que son los otros dos, vemos que el pico de producción que va a tener Hokchi va a ser de 28,000 barriles por día. El que va a tener Eni es de 90,000 barriles por día y el que va a tener este campo o esta área contractual son 104,000 barriles por día. Entonces la importancia de este campo es muy relevante. Pero además si viéramos este campo comparado en su pico de producción que va a ser en el año 2026 de estos 104,000 y lo comparáramos con los principales campos que tenemos hoy Ku-Maloob-Zaap y con Eni y con Hokchi, este campo se convertiría en el año 2026 o esta área contractual en el segundo campo más productor en este país con las consideraciones que tenemos hoy. Si meten campos, esperemos que venga Zama, que vengan otros de los 20 campos que está proponiendo Petróleos Mexicanos, bueno, cambiarían las condiciones. Pero con los datos que tenemos hoy, los planes que hemos aprobado, las asignaciones que tenemos, este campo en 2026 sería el segundo mejor productor atrás del campo Maloob.

Entonces además, ya para cerrar, pues este proyecto tiene una gran rentabilidad como lo vimos hace un momento, una gran rentabilidad para el Estado donde el Estado se lleva el 85% de todas las ganancias que se pudieran obtener y eso es debido a esa producción acumulada que se espera de más de 450 millones de barriles que, si comparamos también con los campos de Hokchi y de Eni, representan casi el 50% de la

producción acumulada en la vigencia de los contratos. Entonces nada más les dejo esa información como resumen por la importancia que tiene el que pudiéramos aprobar este Plan de Desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera añadir aquí al comentario del Comisionado. Yo creo que esta es una cosa verdaderamente muy buena para el país, espectacular para el país. O sea, es una inversión que están comprometiendo de 150,000 millones de pesos que es muy, muy grande. Las utilidades van a ser 10,000 millones de dólares, de las cuales el 85% corresponde al Estado. Entonces estamos hablando de ingresos para el Estado Mexicano de 160,000 o 170,000 millones de pesos sin haber hecho inversión, no más sencillamente por el buen uso de los recursos del país. Y, por otro lado, no sé si se dieron cuenta de lo que quieren decir las reservas. O sea, nada más con este contrato prácticamente duplicaron las reservas que tienen todos los otros contratos. O sea, de un trancazo se duplicaron las reservas. Las reservas de todos los contratos que tenemos hasta ahorita son alrededor de 700, 800 y nada más las reservas que va a declarar en el 2019, porque todavía no las declara, van a duplicar las reservas. Como mencionaba la doctora ayer en su conferencia que nuestro punto más débil es la creación de reservas y creo que este tipo de empresas están ayudándonos muchos a reponer las reservas. Entonces yo creo que es una muy buena noticia, es una inversión muy grande, es ingresos muy grandes para el Estado Mexicano, es una inversión en el país con todas las ventajas que eso tiene. Y, por otro lado, pues si va a tener, si ven ahí por ejemplo Akal, Maloob, Ayatsil, Zaap son campos en declinación, en cambio los que siguen son campos en crecimiento. Entonces en realidad sí nos están ayudando a ir reponiendo lo que van perdiendo los campos en declinación. Entonces es de esperarse que los del lado derecho también tengan un crecimiento y también podamos llevar esto en el sentido de que se incremente la producción de petróleo nacional. Entonces creo que es muy buena noticia y creo que esperemos, porque la del lado que sigue, la de Amoca también fue muy buena noticia (la de Eni), entonces yo creo que sí estamos logrando mucho de lo que nos propusimos con este tipo de cosas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría que pusieran la lámina del pronóstico de producción para entender un poco más o para que sea para mí más fácil hacer la exposición. Es la de producción, es la lámina, la figura cinco, la que tenemos aquí. Está más adelantito. Más adelante Gustavo. Bueno, es la lámina de pronóstico de producción que empieza en 2020 y termina en 2058, ahí la tenemos ahí en frente. En esta lámina podemos observar cuál va a ser el comportamiento de la producción. Como dijo el Comisionado Franco ponente, el pico va a ser en 2026 y va a tener 104,000 barriles. La conclusión del contrato es en 2041 y puede haber una extensión asegurada vamos a decir para la compañía hasta 2051 y de aquí para adelante pues habrá que ver cómo se resuelve legalmente. Es una parte de mis preguntas, ahorita la voy a hacer en forma correcta.

Pero lo primero que quiero hacer es enfatizar la necesidad o la ventaja de tener una producción temprana. La producción temprana se da en estos años y lo que está haciendo el operador es buscar evacuar todos los hidrocarburos a través de la plataforma Tumut. Eso es muy importante para el Estado y también para el operador porque tienen ingresos a tiempos cortos, pero además Tumut está parado. Es una plataforma que no tiene de alguna forma alguna utilidad para Petróleos Mexicanos, entonces también para Petróleos Mexicanos tiene una ventaja, va a tener algunos ingresos pues por los servicios que le va a hacer a la compañía. Las producciones tempranas son muy importantes a nivel de los yacimientos de los contratos porque permiten maximizar el valor presente neto, en otras palabras, maximizar el valor. También dentro del programa o dentro del Plan de Desarrollo que nos plantean dicen que van a estudiar la posibilidad de proyectos de recuperación secundaria o mejorada y es claro, ahorita no lo pueden tener porque no tienen la suficiente información, pero ahí va mi pregunta para la parte legal. Si más adelante hubiera la posibilidad de que fuera económica de implementar un proceso de recuperación secundaria o mejorada, seguramente los frutos de esos procesos se puedan ir delante de 2051. Entonces bueno, ¿cómo podemos incentivar a los operadores para que inviertan y de alguna forma respeten la parte de ingeniería del comportamiento del yacimiento y no se vayan

por una cuestión contractual? Porque obviamente el operador, y cualquiera lo haría, buscaría el maximizar su beneficio.

Yo sé que el contrato dice que 2051 sería la máxima extensión. ¿Cuál sería el proceso – y hago la pregunta y es general para cualquier, que puede ser útil para cualquier operador – para que cuando hagan sus análisis pues sepan qué va a pasar a partir de cuando termina la extensión del contrato? ¿Cuál va a ser la viabilidad de que ellos puedan seguir operando? Aquí se ve que es una parte pequeña de 2051, pero esto habría que verlo en millones de barriles y obvio siempre habría la inquietud de parte del contratista de traer esto para acá atrás, ¿no? Y si es posible lo haría bien. Pero también pudiera suceder que al pasarlo para acá el proyecto perdiera valor para el Estado, no para el operador. Entonces la pregunta es qué pasaría si en 2051 este plan cambiaría, obvio sabemos que estos planes son dinámicos. Si en dos años nos traen otro pronóstico de producción que incluya un proceso de recuperación secundaria y mejorada y esto mande producción importante a partir de 2051, ¿qué pasaría con el operador? ¿Cómo lo incentivamos como Estado para que decidiera invertir, aunque la producción pues quede fuera de su espacio de contrato? Eso es algo que tenemos que resolver. No sé si haya alguna respuesta. Yo sé que esto no afecta para nada la conclusión del día de hoy, me parece que es un magnífico plan en función de la información que tienen, es un plan que trae producción temprana. Mucho se dice que quieren saber qué es lo que va a pasar en los siguientes años, pues va a subir a 40,000 pero en 2026 (en seis años) va a tener esta producción de 104,000 y no hay forma de que esto pueda ser antes, tienen que darse todas las actividades en el campo para que esto pueda darse. Eso es cómo funcionan los proyectos de yacimientos de la industria petrolera. Como que estoy dando tiempo para que a lo mejor puedan decir algo. ¿Qué pasaría después de la extensión del contrato? ¿Cómo haríamos nosotros como Estado para maximizar el valor? Porque a mí me queda claro que el que puede maximizar valor es el operó, ¿no? El que trae todo el conocimiento. No vaya a ser cuando termine el contrato licitemos y después otra vez empecemos con que hay que darle un tiempo para que evalúe al nuevo operador un año y después le damos una extensión de otro año. ¿Cómo le haríamos? Seguramente que es un análisis de mucho tiempo más, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor abogado.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias por la pregunta Comisionado. Me gustaría ir por partes. En tanto a la vigencia del contrato, justamente ahí está marcada, no podemos ir más allá del plazo más dos prórrogas de cinco años que tendría que solicitarlas conforme a la cláusula 3.3 18 meses previos a que termine la vigencia de esa prórroga o del contrato. En cuanto a posterior, el contrato ya no podría extenderse sin perjuicio de las obligaciones que en su caso tuviéramos de abandono que pudieran subsistir a la vigencia del contrato. Existe alguna otra posibilidad de una licitación posterior o una asignación a Petróleos Mexicanos, pero independientemente de esto para platicar sobre su inquietud, este es el plan que nos presentan al día de hoy lo cual independientemente está votación de ustedes. Sin embargo, recordemos que el 22 de noviembre de 2018, el año pasado, se publicaron los lineamientos. Se llaman Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada. Con base en esto tienen hasta un año los operadores petroleros para presentarnos un proyecto de recuperación secundaria y mejorada y tendría que ponérnoslo a la disposición de la Comisión para que evaluáramos una especie de pre proyecto y luego llevarlos al cumplimiento los Lineamientos de Recuperación Secundaria. Con esto lo que quiero decir es no tendríamos que esperar a la terminación de la vigencia del contrato para hacerles exigibles en algún momento el traer hacia el presente la implementación de algún método de recuperación secundaria y, por lo que he escuchado de ustedes, es posible hacerlo desde el inicio del proyecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, a lo mejor no fui claro en la pregunta. Ellos, lo comentan aquí en el plan que ellos van a estudiar diferentes procesos y en el tiempo que dicen los lineamientos nos van a presentar un nuevo plan vamos a decir si es que los proyectos de recuperación secundaria y mejorada, el que ellos decidan, puede ser rentable. Pero eso significaría que tendríamos más producción seguramente, pero esa producción posiblemente lleve más volumen a esta parte. Ahora, tal y como lo planteamos y traigo el caso anterior, ¿no? Decíamos es que qué hacemos, otra voy al anterior que es el campo Jaf. Decíamos es que si Pemex lo entrega tiene que entregar con todos los pozos taponados, porque si no es responsable todavía. ¿Entonces qué vamos a hacer en el año 2051, le vamos a pedir al operador que tapone todos los pozos para que después lo licitemos? No hay que contestar la

pregunta ahorita y a lo mejor dice alguien está hablando de 2051, ya ni va a estar vivo. O sea, lo mejor no, pero esto es la industria petrolera y tenemos que ir verificando o más bien estudiando qué es lo que tenemos que hacer. Porque a lo mejor dije una cuestión que nadie lógicamente podría pensar, pero los contratos así lo dicen. Dicen que cuando termine la extensión del contrato el operador tiene que entregar tal y como estaba el área. Entonces eso significa que tiene que quitar las plataformas, eso es lo que quiero que nos expliquen. ¿Qué pasaría después de la extensión del contrato?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, doctor. Hay unas cláusulas ahí para la etapa de transición final donde ellos no pueden taponar pozos al menos que el Estado les diga que los taponen. O sea, aunque trajeran ahí en 2051 10,000 barriles, ellos no pueden decir, bueno, ya me voy, voy a taponar todo, agarro el fideicomiso de abandono, me gasto el dinero, tapono todo y ya me voy. No, el Estado le dice si lo cierra o no lo cierra. Y obviamente las condiciones como están hoy no te permiten asignar directamente, lo único que pasaría es darle una asignación como lo hacemos ahora, una asignación temporal a Petróleos Mexicanos. Pero de aquí al 2051 que espero que sí estemos todos nosotros, todavía estamos chavos, seguramente va a haber un mecanismo para ello. O sea, el Estado no se puede dar el lujo de decir, oye, la producción la traes en 20,000 o en 25,000 con un proceso de recuperación mejorada y porque ya se te acaba tu contrato ya vete y a ver quién opera este campo. Seguramente en el 2051 ya vamos a tener mucho aprendizaje de cómo se vaya desempeñando este y otros contratos con este nuevo modelo que tenemos de hace cinco años y que nos va a ir, como en todos los días aquí, señalando cuál es lo más conveniente para el país. Pero sí, efectivamente nosotros esperamos que en un año de acuerdo a los lineamientos nos estén presentando una propuesta de planes de recuperación secundaria y mejorada y que obviamente con más información, un poco más de certeza, ver rentabilidades, pudieran empezarse a implementar en años posteriores y aprovechar un poco más ese beneficio que da la recuperación mejorada y, como siempre lo has dicho doctor, maximizando el valor. Si no, no los vamos a dejar, ¿no? O los que estén aquí en la Comisión en esos años. Pero si, es muy bueno desde ahora que se vaya pensando en qué va a suceder

porque seguramente hay muchos planes que van a tener 10,000, 15,000, 30,000 o 5,000 barriles que siguen siendo rentables y que la vigencia del contrato hace que se acaben. Eso ya se tiene que ver desde ahorita sino en 30 años alguien va a ver los vídeos iba a decir, oye, lo comentaron y no hicieron nada. ¿No?

Entonces sí es creo que una atinada pregunta doctor, pero muy difícil de contestar ahorita. Hay que irlo viendo porque también hay que ser honestos, estos meses yo he aprendido muchas cosas y seguramente en esos tiempos las políticas pueden ser diferentes. Puede ser que ya no estemos usando hidrocarburos, hay países en Europa que dicen esta producción que tengo hoy nada más declina y en 2038 yo ya no quiero saber nada de hidrocarburos y no le están metiéndome ni un peso a la exploración y al desarrollo. Entonces quién sabe qué vaya a suceder aquí. Sí es buena irla la pensando con el escenario de lo que sabemos hoy, hay que ir viendo qué se pudiera hacer, qué mecanismo legal, pero pues de aquí al 2051 pues yo creo que sí pueden cambiar muchas leyes, muchas políticas, reglamentos, etc.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Efectivamente nuestro mandato es maximizar el valor de los hidrocarburos y seguramente que el espíritu de las personas que estuvieron involucradas en el desarrollo de los contratos fue o visualizar como que un tiempo suficientemente largo en donde la mayor parte de los yacimientos caben. Pero en la medida que tenemos yacimientos más grandes, esto no necesariamente es cierto y aquí lo tenemos bien claro. Aquí todavía hay producción después de 2051 y todavía no estamos involucrando ningún proceso de recuperación secundaria y mejorada. Habrá que visualizar qué es lo que le conviene al Estado. Claro, siempre se dice que está Pemex y que Pemex lo puede domar, pero habría que ver si a Pemex le conviene retomar algo que está dejando un operador.

Entonces bueno, no es algo que tengamos que resolver hoy, ya lo dije hace rato, a mí me parece que el plan está muy adecuado de acuerdo con la información que tienen. Nuevamente celebro esto de la producción temprana, la producción temprana es algo muy importante para el país, necesitamos tener mayor producción y qué bueno que están utilizando

infraestructura que tiene Petróleos Mexicanos y después ellos van a hacer la construcción de la infraestructura definitiva, pero hay que ir pensándole qué vamos a hacer con las extensiones de los contratos y más cuando son yacimientos grandes y se les implementen procesos de recuperación secundaria y mejorada. Nadie sabe el futuro, totalmente de acuerdo con el Comisionado Franco, pero cuando yo salí de la escuela hace 40 años decían que el petróleo ya se iba a acabar y todavía seguimos, ¿no? Entonces más vale que le estemos pensando qué hacemos en 2051 y dejarlo bien estructurado, porque si no se va a decir que hay una predilección para este operador específico. Yo creo que hay que hacerlo en forma general para todos los operadores.

Hice la pregunta utilizando este ejemplo, pero no estoy de ninguna forma interesado en que se resuelva el problema de este, sino que se resuelva el problema de todos. Y como traemos los nuevos Lineamentos de Recuperación Secundaria y Mejorada, es un tema que necesitamos ya tratar dentro de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En la medida que los operadores se les acaban los contratos, el periodo de contrato, pues obvio no van a querer invertir para que después alguien más pueda sacar su fruto de eso dado que es parte de la inversión. Ahora, aquí esto tiene una ventaja, son Contratos de Producción Compartida. Eso pudiera ayudar. Pero imagínese en el caso de las licencias en donde le pides al operador que invierta y que la inversión o el resultado de la inversión pues quede fuera del contrato. Va a ser complicado el que lo quieran hacer, entonces van a buscar que la ingeniería de yacimientos de perforación, de producción, todo lo que significa el desarrollo del plan de explotación, ya no sea en función del yacimiento, sino que sea en función de los contratos, de la parte legal. Ese es el punto básico, ¿no? Que no supeditemos esa parte del desarrollo de planes a las partes legales y este es un caso específico.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que es algo muy válido. No es un problema urgente, no es algo que tengamos que resolver mañana. En realidad, lo contratos todavía tienen mucha vigencia, pero sí es algo que se nos puede presentar. Imagínate que es un contrato que tiene vigencia de 25 años, digamos al año 2045, y en el año 2036 descubres que a otra profundidad hay unos yacimientos muy buenos y que tienes que hacer inversiones muy grandes para sacarlos. Pues aquí el contratista te va a decir pues yo no porque ya se me va a acabar. Entonces tenemos que

enfrentarnos a esa realidad desde ahorita. O sea, cuando se trate de otro horizonte, se vale que sea un nuevo contrato o qué. O sea, no tengo respuesta, pero eso se les acaba de presentar en Permean donde descubrieron otra estructura más abajo de la que estaban explotando con mayores recursos, entonces hay que pensar pues si tenemos esa suerte, cómo vamos a hacer para que inviertan tanto Pemex como los contratistas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ojalá esas fueran nuestras preocupaciones, ojalá esas algún día sean nuestras inquietudes. A ver, yo quiero nada más recordar que esta área contractual fue de la segunda licitación de la Ronda 1 en donde se licitaron ya campos previamente descubiertos en su oportunidad por Pemex; que estas empresas privadas Eni, Hokchi y Fieldwood fueron las adjudicatarias de estas 3 de 5 áreas contractuales que se licitaron; y que en efecto pues son buenas noticias en los tres contratos, con las actividades de evaluación encontraron que había quizá mayores recursos de lo que se esperaba.

Esta no es una situación digamos común en el mundo, ¿no? En el mundo se licitan áreas pues para empezar con actividades de exploración. México está la riqueza con la que afortunadamente contamos en el país pues que el portafolio es muy diverso, tenemos áreas terrestres, aguas someras, aguas profundas, pero estos tres contratos particularmente se trataba de campos que fueron previamente descubiertos por Pemex y eso permite acortar los tiempos porque insisto el descubrimiento ya había tenido lugar. Yo lo dije en diciembre cuando nosotros formalizamos la cancelación de las Rondas, yo dije entonces que para mí era una mala señal haber cancelado las mismas y creo que esta es una señal que confirma lo que dije entonces y que podría yo ratificar hoy. Ojalá de verdad se reactiven las Rondas porque eso va a permitir que, así como en estos tres hoy tenemos buenas noticias, pues si paramos la actividad de exploración pues las malas noticias van a ser en el mediano y en el largo plazo.

Veíamos una gráfica en donde venían los campos Ku, Maloob y Zaap que ya dijimos acá son campos que son los más importantes productores hoy en el país, pero están en franco declive. Y los que vienen a continuación son consecuencia de las Rondas, particularmente de la 2.1. De no seguir con la actividad exploratoria en el país, pues lo que va a pasar es que va a

venir un bache muy importante no en 5, no en 10 años, pero va a venir ese bache. Nos vamos a encontrar de nueva cuenta con una plataforma de producción deprimida con los resultados negativos que ya todos sabemos que eso conlleva. De manera que yo celebro al igual que ustedes colegas estas buenas noticias, pero yo quisiera pues sí decir que no tenemos hoy en México ninguna Ronda que permite tener este tipo de resultados pues en el corto, mediano y largo plazo. Ayer decía la doctora Alma América que cuando se habla de Hidrocarburos hay que tener una visión global, una visión que te permita tener estos distintos horizontes en mente y pues ojalá la visión cortoplacista se supere y se vea más allá de lo que dura normalmente una administración, que se piense en el país y que se pongan a concursar áreas contractuales que es una herramienta que dio una Reforma Energética que tiene apenas 5 años, que lejos de no rendir frutos yo creo que los frutos están aquí a la vista. Por supuesto que hay inversión, por supuesto que hay barriles, claramente son barriles que no representan una enorme cantidad, son marginales si se ponen a competir con la visión global de producción. Pero estos resultados ya no son tan marginales, ojalá hubiera más contratos con este tipo de resultados y para ello es indispensable por supuesto desde mi punto de vista pues que se relancen estas Rondas de licitación que permitan a Pemex y que permitan a los privados arriesgar capital porque todo esto lo estamos viendo aquí de manera muy puntual. Al final es en beneficio desde luego del contratista, pero es también en beneficio del Estado Mexicano. Ojalá doctor algún día tengamos los problemas que tú apuntas y no el problema de que simplemente no hay Rondas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si me permiten, voy a continuar un poco con la idea del Comisionado Pimentel en el sentido de que hemos hablado mucho de producción temprana, pero quizá el concepto en general y para aclararlo depende de qué tipo de producción temprana. ¿No? En este caso la producción temprana es en un Plan de Desarrollo que ya pasó una etapa de evaluación y la etapa de evaluación en este caso duró aproximadamente un par de años en donde el operador lo que hizo fue delimitar estos yacimientos que estamos viendo el día de hoy. Y simplemente para ver el beneficio de una evaluación, no producción temprana, evaluación en todavía su proceso de exploración, el inicio de estas áreas se tenía 68 millones de barriles de aceite calculados como una posible reserva a incorporar con estos dos campos. Pasó de 68, siete veces

más nada más con una buena evaluación en estos dos yacimientos. Bueno, en estos dos campos, porque tiene varios yacimientos. Y pasó a 455 millones de barriles nada más en aceite y todavía lo de gas, que quiere decir que más o menos son siete veces más. Esto no es producción temprana en evaluación. O sea, se hizo exploración, se hizo la perforación del pozo exploratorio, después se hizo la delimitación del yacimiento. Una vez después que se tuvo la delimitación y el cálculo del posible tamaño del yacimiento, viene un Plan de Desarrollo que está presentando el día de hoy y en ese momento se está considerando una posible producción digamos en corto plazo. ¿No? Entonces creo que eso sí es muy importante decirlo, pero digamos no estamos acostumbrados a que la producción temprana sea de este tipo, ¿no? Sino la producción temprana normalmente es no evaluarlo si no que con el único pozo de descubrimiento ya quererlo ponerlo a producir.

Y aquí volvemos a decir, el beneficio de una evaluación correcta nos lleva en este caso desde luego a incorporar siete veces más lo que habíamos calculado en una posible incorporación de reserva en un área, en dos áreas en este caso. Entonces además el tipo de hidrocarburo, el tipo de hidrocarburo es tipo ligero, o sea, 33 a 38 grados API en Cretácico en el caso de Ichalkil; 31 a 37 grados API en Jurásico en el lado de Pokoch; y en el caso de Ichalkil en Jurásico 31 a 45 grados API. O sea, esto la verdad es un yacimiento que tendríamos que estar pensando que vale la pena invertirle el tiempo para evaluarlos de una manera correcta. Entonces por favor Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, perdón, yo no estuve en esa sesión donde señala el Comisionado Pimentel que el tema de las licitaciones el interrumpirlas fue una mala señal. Entiendo mala señal, mala decisión, ¿no?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo dije que era una mala señal.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, en el tema de las licitaciones ahorita estamos viendo este plan y ya vimos que puede convertirse en el área contractual segunda más productora de este país en el 2026 y los tres campos que yo les mostraba que son también de esta licitación 2 de la Ronda 1 en el año 2024 pueden andar en 180,000 barriles

y en el 2026 más de 200,000 barriles por día. Si no vemos beneficio de las licitaciones con ese tipo de datos, pues es un poquito complicado. Obviamente esto es en plan, tenemos que ver que los operadores petroleros sí cumplan con esa parte. Tenemos también derivado de las licitaciones pues más de 110 contratos, tenemos 20 empresas, perdón, 20 países, más de 70 empresas aquí operando de 20 países diferentes. Pero además se fueron a campos terrestres que no estaban siendo atendidos como se debía por la gran cantidad de campos que tiene Pemex y en alguno de ellos ha triplicado la producción, se han atendidos, se están evaluando, se ve el potencial, tenemos ya producción de gas en algunos de ellos, aunque sea marginal, pero es por el tamaño, pero para el operador que está ahí sí está haciendo incrementos de producción importantes. Además, con la exploración se logró encontrar una acumulación, me refiero al contrato de la licitación 01, el A7, el descubrimiento de Zama. Es un campo que se descubrió y que se ve que puede abarcar hasta una asignación petrolera de Pemex y con ello tener unificación y beneficio tanto para Pemex como para el país y la empresa operadora. Con las evaluaciones de estos descubrimientos que señalaba el Comisionado Pimentel, se encontraron mayores espesores, mayor volumen y por lo tanto un poquito más de certidumbre que pudieran tener más potencial de producción este tipo de campos.

Entonces todas estas actividades, estas licitaciones ayudaron a sumar capacidad de ejecución, pero aparte el compartir el riesgo en las inversiones que un país como el nuestro pues tiene ya demasiado para ponerle en Pemex como para podernos ir a todas las demás áreas. Lo más importante es que al interrumpir las licitaciones estamos dejando la oportunidad de no ir por más de 500 áreas que tenemos en el Plan Quinquenal. Entonces ahí pues también que quede para la reflexión, yo no estuve en esa sesión Comisionado, ya se decidió el no continuar con las licitaciones, pero la verdad es que yo espero que en estas que se desfasaron que son las de migraciones sí se pueda hacer porque son campos maduros que requieren de atención y de una tecnología, de un riesgo diferente que debería de ser aprovechado y esperemos pues que en el futuro pues se hagan esas licitaciones y que realmente los operadores que entren a este negocio, que ya están en este negocio, pues ayuden a demostrar que sí valió la pena el que entraran a estos contratos, que den la producción, que traigan nueva tecnología, inversiones, nuevas maneras

de pensar, nuevos esquemas de negocio que ayuden a que nuestro país cuente con los hidrocarburos que pues realmente necesitamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El concepto de producción temprana. Me gustaría que pusieran la infraestructura en la lámina de infraestructura final y donde aparece también la plataforma, esa. Esa va a ser la estructura final. Entonces en este caso el operador hubiera podido esperar a terminar toda su infraestructura para empezar a producir. Producción temprana, early production, el concepto es poder iniciar o adelantar, a lo mejor está mala la traducción, adelantar producción. De ninguna forma tiene que ver con cuestiones de caracterización de yacimientos o con cuestiones del análisis del Plan de Desarrollo. Esto es lo que yo comentaba hace rato que qué bueno que tenemos una producción temprana y que está siendo de alguna forma o está utilizando infraestructura de Pemex. Esa infraestructura de Pemex lo que permite tener es una producción temprana. La producción temprana no tiene que ver específicamente con el proceso de exploración y extracción de hidrocarburos, es a lo que yo me refería con producción temprana y esto es lo que yo celebro, que afortunadamente pues están utilizando infraestructura que tenía Pemex, además le van a pagar a Pemex y eso va a permitir tener una mayor producción en menor tiempo. ¿Qué hubiera podido hacer el operador? A lo mejor el operador dice pues me espero a que tenga toda mi infraestructura, me ahorro el tener algún gasto por acá y a lo mejor hasta el precio de los hidrocarburos puede incrementarse. Pero no lo está haciendo así, está teniendo una actitud propositiva para las posturas que tenemos en el Gobierno Federal de tener producción al menor tiempo, ese es el concepto que yo planteaba.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. No sé, se lee la propuesta de acuerdo en este momento o al final. Por favor terminamos de exponer. Si, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si me lo permite Comisionada, para presentar el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto me apoyaría con la subdirectora del área de dictámenes Angélica Victoria Hernández para

presentar este tema que anticipo es vinculante y acorde con lo expuesto sobre el Plan de Desarrollo. Adelante por favor Angélica.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.- Buenas tardes a todos. Comisionada, Comisionados, me permito presentar el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Desarrollo presentado por Fieldwood Energy México y PetroBal Upstream Delta 1. Voy a omitir la relación cronológica ya que se presenta junto con el Plan de Desarrollo. El objetivo del Primer Programa de Trabajo y presupuesto está enfocado al diseño de ingeniería conceptual, planeación y construcción de instalaciones de la fase uno y perforación y terminación de pozos. La inversión requerida es de 449 millones de dólares.

Como ya se mencionó en el Plan de Desarrollo, en 2019 se terminan de construir las dos estructuras ligeras marinas que es Pokoch-1DEL e Ichalkil-2DEL. También se construyen los ductos Pokoch-Tumut e Ichalkil-Tumut. Se perforan y terminan el pozo Pokoch-2 Jurásico e Ichalkil-4 Jurásico y se inicia la perforación del Pokoch-3 e Ichalkil-6, sin embargo, estos pozos se terminan en 2020. En cumplimiento la cláusula 7.1 y 9.3 del contrato se presenta la proyección del pronóstico de producción, aclarando que el inicio de producción es en 2020.

En cuanto a la descripción del presupuesto, este presupuesto abarca del 22 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2019. Para la primera parte del presupuesto que es 2018, está más encaminado hacia actividades administrativas y al diseño de las instalaciones. En cambio, en 2019 el mayor presupuesto está en la construcción de instalaciones, la perforación de pozos, haciendo un total de 449 millones de dólares. Bueno, el contratista cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 10.1 y 10.3. El presupuesto es congruente con el Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión y el Programa de Trabajo del periodo de desarrollo. Al analizarse con respecto a las actividades planteadas, los montos presentados son adecuados en términos de referencia de lo que se tiene con la mejor información disponible. Es consistente con los requisitos del contrato y se enmarca en las mejores prácticas de la industria.

Da cumplimento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos ya que presenta tecnología y plan de producción que permite maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables y cumple con el

artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética ya que acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. Derivado del análisis presentado, se emite la opinión técnica en sentido favorable con respecto al Primer Programa de Trabajo y presupuesto asociado al contrato CNH-R01-L02-A4/2015 presentado por Fieldwood Energy. Entonces lo dejamos a su consideración Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos podría leer las propuestas de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.05.002/19

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, 44 fracción II, último párrafo, 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 aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

RESOLUCIÓN CNH.E.05.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.05.003/19

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, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 9.1, 9.3 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. en relación con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.05.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Presupuesto del periodo de desarrollo presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.05.004/19

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, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.3, y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la

que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. en relación con el citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:29 horas del día 29 de enero de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Quinta 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

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva