



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:03 horas del día 15 de octubre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Primera 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 220.0858/2019, de fecha 14 de octubre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0003-M-Campo Agave.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0354-M-Campo Tumut.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Treviño-2001EXP.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 **Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castellanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenos días Comisionados, buenos días a todos. Como lo comenta la Orden del Día, vamos a presentar lo que es el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0151-Uchukil, donde se encuentra actualmente el campo Suuk. Tenemos primeramente lo que es la relación cronológica. Este plan nos fue presentado el 12 de julio de 2019. Se hizo la prevención de información el 24 de julio de 2019 y esta prevención fue atendida por parte del operador el día 1 de agosto de 2018. Posteriormente, se dio la declaración de suficiencia de información el 13 de agosto y el operador nos estuvo entregando información adicional de aclaraciones que se le estuvieron solicitando en tres alcances diferentes, siendo el último de estos el 29 de septiembre de 2019 y el día de hoy 15 de octubre de 2019 tenemos la presentación de la revisión que se hizo y el dictamen del plan.

Primeramente, vamos a ver lo que son las características generales de la Asignación. El operador es Pemex Exploración y Producción. Tiene un área de Asignación de 1,107 km². La fecha de Asignación fue el 28 de agosto de 2019 y tiene una vigencia a partir de esa fecha de 30 años. El tipo de Asignación es de exploración y extracción de hidrocarburos. La profundidad para realizar sus actividades no tiene limitación en cuanto a las formaciones geológicas y tiene colindancias con la AE-0152-Uchukil, al Oeste con la AE-0149-Uchukil y al Este con la AE-0153-Uchukil.

Esta Asignación se encuentra a una distancia aproximada de 35 km de la costa y ahora vamos a ver lo que son las generalidades del campo Suuk. Este campo que está dentro de la Asignación tiene un área de 46 km². Actualmente tiene dos pozos que se encuentran taponados. La edad geológica en la que se está reportando la producción es en el Mesozoico y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dentro del Mesozoico sería lo que es el Cretácico Medio y Superior. Tiene una porosidad promedio de 7.8%, una densidad del aceite de 38.4 grados API, una temperatura de 155 °C. La presión inicial que se identificó es una presión alta de 1,311 kg/cm². La presión de saturación la identifican a 165 kg/cm² y presenta una RGA de 115 m³/m³.

El alcance del Plan de Desarrollo está enfocado en extraer lo que sería la reserva 2P tanto en aceite y gas y para poder hacer esta recuperación de estos volúmenes de hidrocarburos el operador presenta un plan donde está considerando perforar y terminar seis pozos. De estos seis pozos, van a ser con diferentes geometrías: tres van a ser tipo "J" y otros tres van a ser pozos horizontales. Planea realizar 63 reparaciones menores, va a instalar un ducto, una estructura ligera marina y posteriormente va a realizar lo que son las actividades de abandono, taponando los seis pozos y retirando la plataforma y el ducto. El volumen que tiene proyectado o planeado recuperar serían 60.98 millones de barriles en aceite, 39.86 miles de millones de pies cúbicos de gas que representan 67.55 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto al límite económico del campo que sería en el 2047. Tienen proyectada también una inversión total de 479.58 millones de dólares y un gasto de operación de 207.19 millones de dólares.

En la parte derecha veíamos rápidamente la gráfica y donde estaban los pozos que se está proyectado perforar, los seis pozos. Y tenemos por ahí nosotros identificado que vamos a poner dentro de las áreas de oportunidad que se presentan en este plan es que vemos algunas áreas que están dentro de lo que sería el polígono del campo que pudieran tener oportunidad, hacia el norte y hacia el este de la estructura. La siguiente por favor.

Aquí tenemos lo que están reportando como volumen original de hidrocarburos, serían 836 millones en aceite, 543 miles de millones de pies cúbicos de gas y están reportando que tienen ellos reserva tanto probada, probable y posible, que es en lo que se estarían enfocando ellos en su plan sería principalmente en lo que sería la reserva probada y la probable que serían 31.7 en probada en aceite y 29.2 en lo que sería la probable. En el caso del gas tendrían 20.7 en lo que sería la probada y 19.2 miles de millones de pies cúbicos en lo que sería su reserva probable. Ahora vamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a lo que sería el cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos en lo que se refiere a la tecnología y al plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

Aquí lo que vemos es que el operador nos está presentando cuatro diferentes alternativas de extracción. Estas alternativas consideran el mismo número de pozos, el mismo número de ductos y de estructuras ligeras, en donde están presentando las principales diferencias serían la arquitectura de pozos ya que en la alternativa 1 todos los pozos serían de tipo "J". En la alternativa seleccionada hacen una combinación de tres pozos tipo "J" y tres pozos horizontales. En la alternativa 3 serían seis pozos tipo "J" también y para la alternativa 4 también están poniendo ellos la combinación de tres pozos tipo "J" y tres pozos tipo horizontales. También vemos que la principal diferencia que tienen las alternativas de extracción está en cuanto a las reparaciones menores que van a llevar a cabo. Dentro de las alternativas, la que presenta el mejor indicador económico podemos ver que es la alternativa 2 que es la que están seleccionando, donde ellos tienen un VPN antes de impuestos de 1,629 millones de dólares, después de impuestos presentan 358.60 millones de dólares, un VPI de 361.3 y presenta lo que sería una relación VPN/VPI de 4.51 antes de impuestos y después de impuestos de 0.99.

Estos dos últimos criterios son los que de alguna u otra manera fueron los principales indicadores que tomaron para seleccionar la alternativa 2, ya que varias de ellas y sobre todo lo que es la alternativa 4 está muy cercana en indicadores también a lo que sería la alternativa ganadora. Pero ellos están seleccionando la alternativa 2 y si vemos también en la parte derecha podemos observar lo que serían las alternativas de extracción. La que está con puntos amarillos sería la alternativa 2, donde se muestra lo que sería el pronóstico de producción tanto para el aceite como para el gas. Y en esta podemos observar que la que trae la producción más rápido sería la alternativa ganadora, que también es parte de los criterios que utilizaron para seleccionar esta.

Aquí podemos ver el detalle de lo que sería ya el pronóstico de producción. Inician en 2020 y su límite económico estaría en 2047 y la vigencia de la Asignación sería 2049 y lo que están proyectando ellos es que con este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollo para finales del 2021 estarían poniendo en producción en aceite lo que serían prácticamente 12,000 barriles por día. La que sigue por favor. En cuanto al gas, igualmente empieza en 2020. Su límite económico también está en el 2047, la vigencia de la Asignación al 2049 y aquí prácticamente estarían produciendo arriba de los 7.5 miles de millones, de millones de pies cúbicos de pies diarios – perdón – de gas.

Aquí tenemos el calendarizado de cómo es que se va a llevar a cabo la actividad que tienen programada. En 2020 al 2022 es cuando tienen proyectado ellos perforar y terminar estos seis pozos que van a estar dentro del campo. Va a haber reparaciones mayores prácticamente a lo largo de todo lo que es el ciclo de vida del proyecto hasta el 2047 que son 67 reparaciones menores. Lo que es la estructura ligera y lo que es el ducto se van a estar instalando a finales de este año, en estos meses ya. Y, por último, en 2048 estarían realizando lo que sería el taponamiento de los seis pozos y el retiro de la infraestructura, tanto ducto como plataforma.

Ahora vamos a lo que sería su Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y aquí podemos ver que ellos durante todo el ciclo de vida también del proyecto, debido a que existe suficiente infraestructura del operador en todo lo que es esa zona marina, siempre estarían garantizando ellos estar dentro de lo que es la meta de aprovechamiento del 98%, puesto que la capacidad que tienen ellos instalada para el manejo de gas pues supera lo que serían los 200 millones de pies cúbicos diarios. Entonces esto garantiza que puedan estar cumpliendo con su meta de producción. Y ahora vamos a lo que serían los mecanismos de medición de la producción que tienen ellos identificados donde se va a estar midiendo la producción de este campo Suuk.

Y lo que podemos ver aquí es que este campo va a estar bajando hacia lo que sería la plataforma Xikin-B. Posteriormente, a la plataforma Xikin-A. De ahí estaría yéndose la producción hasta lo que es la plataforma Xanab-C y de Xanab-C se manda a lo que sería la plataforma Yaxché-A. Toda la producción de ahí en lo que sería flujo multifásico estaría bajando hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas, donde se estaría haciendo ya una medición de referencia, se estaría midiendo el agua y también se estaría saliendo lo que sería el agua para disponerse en los pozos de captación. Y las dos corrientes tanto de aceite como de gas al salir de la Terminal



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Marítima tendrían una medición de transferencia en el caso del aceite para llegar al Centro Comercializador de Crudo Palomas, donde sería el punto de medición fiscal. Y el gas se estaría moviendo hacia la Estación de Compresión Litoral-A, donde tendría una medición de referencia y una medición también de transferencia para posteriormente fiscalizar estos hidrocarburos en gas en el CPG Cactus y en el CPG Nuevo Pemex. Así es como estarían moviendo ellos la producción y como estarían midiendo sus diferentes, estarían haciendo sus diferentes mediciones.

Ahora vamos a lo que sería el costo total del proyecto que está compuesto por inversiones, gasto de operación y otros egresos. Y aquí podemos ver que el total del proyecto serían 709.90 millones de dólares los que estarían divididos el 78.23% en lo que sería el desarrollo del campo. En la etapa de producción tendrían el 11.89%, el abandono 6.62% y estarían destinando por último el 3.26% a lo que son los conceptos de otros egresos por el manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación.

Aquí tenemos los resultados de la evaluación económica, considerando las premisas y resultados de la Comisión Nacional. La producción de aceite sería la misma que se estimó por el operador, 60.98 millones de barriles. La producción de gas sería 39.85, descontando lo que sería el gas no aprovechado del 2% nos da 36.27. Un precio promedio del aceite de 64.34 dólares por barril. El precio del gas sería 4.54 dólares por millar de pie cúbico, una tasa de descuento del 10%, un tipo de cambio de 20.5, lo que nos arrojaría un VPN antes de impuestos de 1,281 millones de dólares. El VPI sería de 342.96 y la relación de VPN en VPI antes de impuestos sería de 3.74 y la relación beneficio/costo sería de 3.90 y todo esto nos estaría dando también como resultado una TIR del 73%, perdón. Después de impuestos lo que tendríamos sería considerando ya el pago de impuestos y también de derechos. Nos dejaría 140.6 millones de dólares en VPN. El VPI sería igual 342.96. La relación VPN/VPI después de impuestos sería de 0.41, la relación beneficio/costo de 1.09 y una tasa interna de retorno del 19%. Esos son los resultados que se obtienen de nuestra área de evaluación con las premisas que se utilizan dentro de la Comisión.

Vamos a la parte de las recomendaciones. Aquí, como se ha comentado en todos estos campos, como son campos que van a iniciar su desarrollo y vienen de la etapa de exploración, pues se recomienda que tomen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información para que les ayude a ellos a mejorar sus modelos estáticos y dinámicos y confirmar los volúmenes de hidrocarburos tanto en volumen original como el volumen de reservas. Una vez que vayan perforando ellos pozos, van a ir pudiendo tomar información y esto va a ayudar bastante a mejorar sus modelos y sus expectativas de lo que serían las reservas.

Otro aspecto importante que ponemos es que pueden ir ellos a probar lo que sería el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que en toda esta zona sabemos que ha tenido producción en otros campos y sería importante que pudieran probarlo para ver qué potencial pudieran observar en esta formación. Ya en uno de los pozos, el Suuk-1A, fueron a probar, pero no tuvieron resultados satisfactorios. Otro punto importante que nos ayuda tanto para el volumen original como para las reservas es que tomen ellos muestras de fluidos y hagan su caracterización PVT, ya que en este momento no tienen un PVT representativo, no tomaron núcleos. Hay bastante información que no pudieron tomar y que sería importante que en los pozos que se van a perforar ya dentro del desarrollo tomen esta información. Porque ahorita por ejemplo en el caso de los PVT están trabajando ellos con un PVT del campo análogo que es Xanab y está también este PVT a nivel Cretácico, pero sería importante que ellos tomen su propio PVT para poder caracterizar bien y confirmar los volúmenes de reservas.

También lo que estamos poniendo nosotros es que a mediano plazo se verifique la factibilidad técnica y económica de poder implementar algún proceso de recuperación secundaria o mejorada, aunque el yacimiento de acuerdo a las características que tiene que es un yacimiento que anda entre los 6,000 y los 6,500 metros y tiene $1,311 \text{ kg/cm}^2$ que es una presión muy alta, lo que pudimos observar en su prueba de producción es que la caída de presión estaba muy fuerte. O sea, estaban perdiendo entre lo que es la transferencia de yacimiento-pozo 500 kg/cm^2 y después cuando el pozo lo cerraron tuvieron dos cierres durante su prueba de producción, uno de 120 y uno de 62. No vimos que alcanzara a recuperar la totalidad de la presión.

Entonces lo que queremos nosotros y por lo que recomendamos esto a pesar de que tiene muy alta presión es que lo caractericen bien porque no vaya a ser de alguna manera que el bloque esté aislado y no pudiera tener



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la entrada del acuífero. Esa evidencia nos da la prueba de presión, entonces por eso lo ponemos porque no es muy común que para yacimientos de alta presión y alta temperatura recomendemos esto. Pero es derivado de los resultados que analizamos nosotros de esa prueba. Y lo que también es muy importante y está tomando mucha relevancia es que conforme vayan avanzando con el avance del desarrollo, la instalación de todos sus ductos y sus plataformas, se vea la sinergia que tiene toda esta infraestructura dentro de lo que sería el mismo operador Petróleos Mexicanos, pero que también se esté considerando ya las áreas contractuales que están aledañas y que pudieran incorporarse dentro de esta infraestructura que ellos están construyendo o de la que construyan los otros operadores para que haya una sinergia y de alguna u otra manera ahorro de costos para todos los operadores en construcción y manejo de la infraestructura. La que sigue por favor.

Todo el análisis que hicimos fue en cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, lo que sería el cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes de la CNH, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos también de la Comisión y lo que serían las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento del Gas Natural. En base a toda esta normatividad hicimos nuestro análisis y llegamos al resultado que derivado del análisis que hemos presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o posteriormente se apruebe alguna otra modificación de este plan. La que sigue.

Entonces lo que queremos aquí enfatizar es que con este campo, que es el 17, la Comisión está terminando su tarea de revisión y aprobación de lo que serían parte de los 20 campos prioritarios de los que Pemex Exploración y Producción nos ha presentado 17 de ellos. Dentro de las revisiones que hemos hecho, tenemos que la revisión en promedio de todos estos campos se hizo en 35 días naturales. Esto con la intención de coadyuvar en la necesidad que en su momento manifestó el operador de que requería dentro de la estrategia nacional de producción incorporar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estos campos a producción. La CNH se avocó a hacer una revisión detallada y lo más rápida posible, cumpliendo con todo el marco normativo y se llegó a este resultado de los 35 días.

También podemos ver que dentro de estos 17 campos prioritarios que de aprobarse hoy el campo Suuk serían los 17, podemos observar dentro de esta lámina lo que sería la distribución geográfica de estos campos, donde podemos observar que 14 de ellos están en lo que serían las aguas someras del golfo de México y los otros tres estarían dentro de tierra, lo que sería el campo Chocol, el campo Cibix y lo que sería Ixachi que está ahí marcado con el número 6 que sería por la región de Veracruz.

Aquí tenemos ya lo que sería la producción apilada de lo que estarían aportando todos los campos. Aquí es importante recalcar que la orden en el que están obedece no a las sesiones como se fueron aprobando, sino que obedece a la producción acumulada máxima que tendría cada uno de ellos. Lo que observamos es que el que tiene la mayor producción sería el campo Ixachi y después posteriormente Xikin y Esah son los tres principales que aportarían la producción y después ya vienen los otros 14 campos apilados como se comentó de acuerdo a su producción acumulada. Y el pico máximo de producción lo tendríamos alrededor del 2022, donde se estarían acumulando en producción 307,000 barriles diarios en lo que sería aceite. La que sigue por favor.

Para el caso del gas, igualmente estamos poniendo el orden de acuerdo a la máxima producción acumulada que va a tener cada uno de ellos y podemos ver que la máxima producción igualmente se mantiene con los tres campos principales que sería Ixachi, Xikin y Cahua y apilando los otros 14 en producción diaria tendríamos en promedio también para el 2022 un pico máximo de producción de 894 millones de pies cúbicos diarios. La que sigue por favor.

Dentro de toda esta estrategia de los campos críticos como los llamó el operador, se van a estar perforando 119 pozos totales, que corresponden a 55 pozos terrestres y a 64 pozos marinos. Es como se estarían distribuyendo y ahí viene también lo que sería el vector de tiempo cómo va a estar el desarrollo, donde vemos que principalmente va a estar enfocado en lo que fue 2019 y lo que sería 2020 llegaría a su pico máximo de perforación y terminación de pozos, donde tendríamos 60 pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí tenemos también cómo está distribuida la inversión y gasto operativo de los 17 campos y aquí el orden como se están presentando en la tabla de la derecha están acomodados de lo que sería la mayor inversión a la menor inversión y vemos que en total los 17 campos nos estarían sumando 16,087 millones de dólares en total para lo que sería el desarrollo de estos 17 campos, siendo que la principal inversión está en lo que sería el campo Ixachi que es el 45%, el campo Xikin que representa el 13% y después el campo Esah con el 7%. Estos serían los tres desarrollos que más inversión requerirían para perforar y terminar sus instalaciones. Eso es lo que traemos Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro Castellanos. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una pregunta. En la figura 7 del dictamen técnico se muestra un pronóstico de producción de aceite para este yacimiento y se está poniendo una producción máxima de alrededor de 26,000 barriles utilizando la reserva 3P. Sin embargo, en ninguna parte aparecen actividades para la reserva 3P. Entonces la pregunta es: ¿esto es nomás una especie como de si acaso se encuentra información o de veras se va a hacer algo con la 3P?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si podemos, claro, ahorita lo atendemos Comisionado. Si, ahí vienen las diferentes categorías de reservas. Ellos están presentando ahorita lo que sería el desarrollo sobre la 2P, que es lo que les representaría en este momento el menor riesgo geológico y era lo que comentábamos desde el principio. Si pudiéramos ir a la lámina 8. En la lámina 8, o mejor, perdón, a la lámina 6 por favor.

Ahí es donde se explica cómo están ellos de acuerdo a la información que tienen del pozo Suuk. Podemos ver nosotros cómo tienen sus categorías de reserva. Se enfocan principalmente lo que sería la que está coloreada en verde y en amarillo que les representa la reserva probada y lo que sería la probable y todo lo que es la parte anaranjada si podemos ver nosotros el plano está en color naranja porque los pozos o el pozo descubridor pues se ve a cierta distancia de donde está la zona naranja. También vemos nosotros que presenta dos altos estructurales, uno hacia el Norte y otro hacia la parte Este. Lo que recomendábamos nosotros es que también pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trataran de probar esas áreas de lo que sería el campo y el yacimiento para que pudieran hacer una recategorización de sus reservas y en ese caso llegarían al potencial que presentan en esa lámina donde se ve apilada 1P, 2P y 3P.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?
Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Pueden poner la lámina 11 por favor. Ahí están las alternativas de desarrollo planteadas por el operador. Son cuatro, ya nos comentó el maestro Castellanos que la 2 es la más adecuada. Tengo aquí varias dudas. Las reparaciones menores es lo que diferencia fundamentalmente la 2 con la 1, por ejemplo. Con todas, de hecho, ¿no? Y también hay otra cosa que dice otros egresos, que sería la segunda pregunta. ¿Qué son esas reparaciones menores?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- La mayoría de ellas...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En general, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- ¿Perdón?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En general, ¿cuáles son?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ah, sí. Son estimulaciones y limpiezas que traen ellos. La mayoría de estas actividades es las que están poniendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, entonces son estimulaciones y limpiezas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y limpiezas, sí. Y lo que vemos también aquí es que la variación se debe a la geometría que van a tener los pozos porque unos son tipo "J" y otros son tipo horizontales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, son esas dos cosas, no solamente son las reparaciones menores. Sí, porque ahí se podría concluir que cómo es posible que con menor reparaciones menores tengan mayor producción acumulada, pero es también por el tipo de terminación. Eso era importante comentarlo. La otra cuestión es por qué otros egresos no están considerados en todas las alternativas, nada más en la alternativa 2. Porque todos tienen el costo del manejo de la producción fuera del área de Asignación.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no se considera, no tiene nada ahí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No los consideraron, no los pusimos más bien, pero sí los considera. Prácticamente el 23.13 es para todas las alternativas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Todas deberían tenerlo, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, porque están, esos otros egresos hacen ellos un reparto operativo y hacen la discretización en función de la producción que van a manejar. Entonces si nos fijamos por ejemplo la alternativa ganadora se tiene 60.98 millones de barriles y todos andan más o menos en esa cantidad. Entonces esa discretización que hacen ellos para poder identificar cuánto le correspondería a esa Asignación en cuanto a los otros egresos sí se calcula para las otras tres, nada más que nosotros no la pusimos. Pero sí, sí está calculado y está incluido en lo que sería el cálculo de los indicadores. Para la próxima lo ponemos en todas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues claro. Al final los indicadores no cambian porque están por fuera, ya casi no cambian. La otra es la lámina 30. Al parecer el comentario va a parecer como medio fuera de orden, pero es muy importante. Miren, el eje de las coordenadas dice producción de aceite y ahí hablan de un perfil de aceite, pero eso es un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pronóstico de producción. Yo creo que no deberíamos de poner “producción de aceite”, sino “pronóstico de producción de aceite”.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- OK, así lo manejamos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Definitivamente si alguien lo ve por fuera pues dice es que esto es seguro al 100% y lo hemos comentado muchas veces aquí que pues los planes van cambiando. Ojalá y tengamos más que eso. ¿Verdad? Pero todo va a depender en la medida que vayan desarrollando los campos. Entonces campos prioritarios, perfil de aceite podría quedar ahí arriba, pero acá abajo pronóstico de producción de aceite o ahí arriba pronóstico de perfil de aceite. De alguna forma que diera una visión de que es un pronóstico y este pronóstico está basado en los planes que Petróleos Mexicanos ha propuesto a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y que nosotros hemos aceptado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, lo consideramos doctor. Y sí, sí es importante porque todo este pronóstico de producción está en función de lo que nos presentaron en cada uno de los planes con la información que tienen en este momento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Estas últimas láminas de la presentación son muy, dan un ejemplo claro de cómo se ha ido avanzando con estos 20 campos que yo no les llamaría prioritarios porque creo que hay otros más que producen mucho más que serían prioritarios, y no críticos como lo dijiste en la presentación. Pero bueno, así se conocen como campos prioritarios porque finalmente pues nos dan una visión clara de cómo vamos y además en tiempos récord y eso es importante enfatizarlo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Un punto final también que quisiéramos comentar es que en esta lámina pues resumimos la actividad que hizo el operador de presentarnos sus planes a revisión, a dictamen, sean aprobados y estamos en espera de que nos presenten los últimos tres que sería Valeriana, Suuk y Jaatsul.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Suuk es el de hoy.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ah, Suuk, perdón. Si, sería Jaatsul, Pokche y Valeriana, que son los últimos tres. Pero hasta en tanto el operador termine con el diseño de estos planes y nos lo presente, ya nosotros dentro de la Comisión estamos pensando en implementar una etapa de supervisión porque en el caso de Xikin, Chocol ya tienen o van prácticamente para un año que se aprobaron. Entonces ya dentro de su desarrollo debieron de haber avanzado y se deben de empezar a reflejar los resultados de lo que serían estos planes. Y en su caso si algunos de ellos, debido a que venían de la etapa de exploración a desarrollo, empiezan a requerir ajustes para poder presentar realmente cuál es su potencial, si es el que se planteó en el plan que se aprobó, si va a la baja – que ojalá no – y pudiera ir también a la alza, que tuvieran ellos una mejor expectativa. Entonces esa es la siguiente etapa que estamos nosotros pensando para estos campos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y lo último. En la lámina 35 viene las inversiones totales, que son del orden de 16,087 millones de dólares. En la lámina 35. Esto es valor presente neto de todas las inversiones durante todo el tiempo de los planes. Creo que a lo mejor alguna lámina que pudiera ayudar también es ver cómo es ese egreso en el tiempo. Así como hacemos pronósticos de producción, tener una lámina de egresos en el tiempo. Claro, también lo que vamos a ver es un pico de inversión en los primeros años, que es cuando se perforan los pozos que es la mayor inversión. Pero esta lámina le faltaría esa parte de hasta cuándo. ¿No? En qué periodos se está considerando esa inversión y además de que es un valor presente neto. Entonces por eso comentaba que un perfil de egresos, una gráfica de egresos en el tiempo nos podría dar también una visión de cómo van a ser las inversiones. Y lo vamos a ver como una curva de producción, porque las inversiones se van a dar a tiempos cortos por toda la perforación de pozos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es importante aclarar los 16,087 es a valor presente, es a valor presente, es el valor de 2019. No está deflactado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es lo que yo comentaba, que ya está a valor presente neto, pero como que nos convendría tener.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No es valor presente, es como estimaron ellos ahorita en 2019 sus inversiones. Es valor corriente, no lo han deflactado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Valor corriente, está bien.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y la otra es que sí tenemos esa, digamos, ese pronóstico/comportamiento de la inversión en el tiempo, nada más que no lo pusimos ahorita en esta presentación, pero sí lo tenemos disponible.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque creo que estas láminas son bien interesantes, nos da una visión de cómo van avanzando. Pero cuando la gente que tiene que ver con los dineros, Secretaría de Hacienda, otros más, pues como que yo creo que sí les interesaría ver cómo es esa erogación en el tiempo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- El requerimiento de recursos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque además aquí sumamos los dos, la inversión y el gasto operativo. Entonces la inversión tiene un comportamiento y el gasto operativo tiene otro comportamiento diferente. El gasto operativo se supone que debiera de ir incrementándose en el tiempo, pero bueno, en cambio la inversión es un pico y después es una bajada. ¿No? Ah, pues ahí lo tienen, ahí está.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, aquí lo tenemos. Lo vamos a poner también de forma gráfica, pero aquí está como está cada uno de los gastos tanto lo que sería CAPEX, lo que es inversión capitalizable y todo lo que sería el costo operativo que es el OPEX.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues felicidades porque estas láminas están mucho, muy claras. Siempre se hacen los comentarios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al final, pero creo que con las láminas se entiende mucho más. Muchas gracias doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo tengo dos comentarios, otra vez regresándonos al campo que están presentando. El pozo digamos exploratorio, el 1A, tuvo prueba de producción entendí.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Ahí se delimitó, o sea, se identificó algún límite del yacimiento?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No, todas quedaron. Es una cuestión que nos llamó mucho la atención, por eso comentábamos también la entrada a la etapa de supervisión, porque al revisar la información que nos presentaron dentro del documento vimos la prueba de producción. Esta tiene varios decrementos y varios cierres donde hubo incrementos de presión. Uno fue de 120 y el otro de 62 horas y nos llama la atención que la interpretación de lo que le llamamos a función derivada, que es con la que podemos nosotros identificar el tipo de geometría de flujo y las heterogeneidades o límite del yacimiento, nos la presentan nada más a 10 horas, es un tiempo muy corto. Entonces toda la evidencia que tenemos ahorita de la información que presentaron es que no han visto todavía límites. No llegaron al pseudoestacionario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y tomaron registros de pozos?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y encontraron algún contacto de agua?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Dentro de lo que estuvimos viendo, no tenían evidencia de que hubieran identificado el contacto. Por eso dentro



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la categorización de las reservas abajo de la probada y de la probable, la ponen ellos en reserva posible porque no tienen bien definido el contacto del acuífero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y dicen que el pozo llegó hasta el Jurásico.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, es el pozo Suuk-1A. ¿Verdad?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El Suuk-1A.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Suuk-1A llegó hasta Jurásico, probó, pero salió invadido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Y digamos aparentemente todo esto, o sea, todo lo que es Cretácico, el Cretácico Inferior no es.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No. Se fueron al medio y al superior.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al medio y al superior.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, a mí lo que me da la impresión es de que la parte de los otros, digamos las otras estructuras que están presente al Este y al Norte ya no son el yacimiento, sino nada más va a ser el yacimiento donde van a perforar. Entonces casi, casi los primeros pozos que supongo van a la 2P van a ser como sus delimitadores.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El punto aquí es de que, y bueno, todo su desarrollo se va sobre la 2P que sí es correcto. El punto es que al final de cuentas el área total es mucho más grande de la que de verdad se vería técnicamente con la información que tenemos en este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

momento y parecería que el yacimiento desde mi punto de vista ya lo tienen delimitado con la 2P nada más. O sea, a mí esa es la impresión que me da. Ahí lo dejo.

Y tengo otra pregunta porque una de las recomendaciones no me parece lógica que tiene que ver con evaluar el potencial productor en el Jurásico Superior. O sea, que nosotros la estamos dando. Creo que los pozos ya son de desarrollo y van a ir al Cretácico Superior y Medio, según entendí que ahí está el yacimiento.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El ir a, o sea, esta recomendación que estamos haciendo de ir a evaluar el potencial productor del Jurásico Superior, eso significaría que estamos proponiendo hacer pozos exploratorios en un campo que estamos desarrollando. O sea, es decir hacerlos más profundos.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Eso es lo que quisimos decir?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Lo que pasa es que, como se comentó al inicio, la AE todavía tiene actividad de extracción y exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sí, pero este es un Plan de Desarrollo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es un Plan de Desarrollo y obviamente le incrementaría riesgo. Estoy de acuerdo con esa recomendación que hicimos, pero la hicimos también porque veíamos esta área y esta área de alguna u otra manera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, eso estoy de acuerdo cuando hagan, digamos, si van a hacer a lo mejor el pozo al Jurásico, al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cretácico Medio y al Cretácico Superior, pues está bien. Seguramente con el primer pozo verán si hay contactos y posiblemente hagan o no hagan algo más fuera. ¿No? Pero ir más profundo es otra formación.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces eso significaría programar un pozo exploratorio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que como tienen ellos, nuevamente lo comento tienen las dos componentes.

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Esta área para nosotros pues no está bien evaluada, por eso tiene el riesgo y la incertidumbre. Cuando ellos vayan perforando y mejoren su modelo estático, probablemente identifiquen heterogeneidades, por aquí ponen una falla.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero es Cretácico.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es Cretácico. Y el que vayan a hacer un doble objetivo, ellos ya tienen garantizado que en el caso de los que van a perforar en la 1P y la 2P, ya tienen el Cretácico productor y el que profundicen en el Jurásico pues de alguna u otra manera les puede ayudar a encontrar otro horizonte que pudiera ser productor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero eso pues hay que dejárselos para sus Asignaciones de Exploración que ahí la tienen. Está bien, ¿no? O sea, porque esto pasó a etapa de evaluación y de desarrollo ya en este campo y este campo la parte que se va a desarrollar es el Cretácico.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En el caso de este plan sí está acotado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Pero también por ejemplo pudiera pasar que uno de los campos también prioritarios que está cercano tiene producción en Terciario. Entonces también si ellos pudieran tener o identificar potencial en el Terciario, podrían también ponerlo a producir puesto que tienen toda la columna.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, eso no hay problema. O sea, mi punto es la recomendación no me pareció muy lógica dado de que es más profundo el Jurásico Superior y eso tendría objetivo totalmente exploratorio si quisieran hacer. O sea, nuestra recomendación, eh. O sea, parecería que en el Plan de Desarrollo nosotros le estamos diciendo, "¿sabes qué? Vete a horizontes más profundos para que explores en un Plan de Desarrollo". Ese es.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- OK, lo acotamos bien lo que sería la actividad. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí están en desarrollo. Y lo que sí estoy de acuerdo es de que pues tienen que hacer lo que sea necesario para delimitar adecuadamente el yacimiento que ahorita no está delimitado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, lo tomamos así.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me parece que sí, por orden las recomendaciones son al Plan de Extracción y de alguna forma deberíamos también tener recomendaciones a parte, pero ya se dijeron en el Órgano de Gobierno. Espero que nos estén escuchando y hayan captado que hay cierto potencial que la Comisión Nacional de Hidrocarburos está visualizando y que después lo hagan en otra postura. Pero qué bueno que lo comentan aquí, pero no debería de quedar dentro de recomendaciones dentro del Plan de Extracción. Pero siempre que encontremos estas cosas hay que decirlas y yo creo que el Órgano de Gobierno es un lugar adecuado para que los operadores pues puedan tomar nota. Al final son



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recomendaciones, ¿no? Ellos son los que deciden qué es lo que van a hacer. Entonces creo que quedó ahorita de manifiesto que sí es una muy buena recomendación, pero no del Plan de Extracción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Tienen ellos todavía potencial por explorar que pudiera incorporarles más reserva. Estamos de acuerdo.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.61.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk.

ACUERDO CNH.E.61.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra 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 Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director 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.- Maestro, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias nuevamente. En este caso vamos a presentar lo que sería la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción como se comentó de la Asignación A-0003-M-Campo Agave. Primeramente, vamos a revisar también lo que sería la relación cronológica de las actividades que realizamos para la revisión y dictamen y tenemos que el oficio con el que se ingresó la solicitud por parte del operador fue el 23 de mayo de 2019. Se les hizo la prevención el 13 de junio de 2019. Esta fue atendida por parte del operador el 10 de julio de 2019 y posteriormente se hizo la declaratoria de suficiencia de información. Se pidieron las opiniones de lo que sería la ASEA y lo que sería la Secretaría de Economía en materia de lo que sería el cumplimiento del contenido nacional y se llevaron a cabo dos comparecencias. Derivado de estas dos comparecencias, se presentaron por parte del operador tres alcances de información, siendo el último de estos el 23 de septiembre de 2019 y el día de hoy estamos haciendo la presentación ante este Órgano de Gobierno para lo que es la aprobación de la modificación.

Primeramente, tenemos lo que son las características generales de la Asignación. Esta es una Asignación donde el operador es Pemex Exploración y Producción. Tiene un área de 208.5 km². El campo se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descubrió desde el año 1976. La Asignación fue dada a Petróleos Mexicanos el 13 de agosto de 2014 con una vigencia de 20 años. Es una Asignación de tipo extracción de hidrocarburos y en la cual se tienen las formaciones del Eoceno y del Cretácico Superior. En el caso del Eoceno son brechas y en el caso del Cretácico Superior encontramos calizas, dolomías y brechas carbonatadas. Las colindancias que tiene es con la AE-0312-M, que es el campo Sitio Grande y también con la AE-0306-M, que es el campo Shishito.

Las generalidades del campo que tenemos nosotros es que tiene en este momento dos formaciones principales productoras que son la brecha BII y lo que sería el Cretácico Superior BI. Cada una tiene sus diferentes características. En el caso de las brechas, tenemos que tiene un área de 10 km². En las dos tenemos una porosidad promedio entre el 3% y el 7%, es lo que se ha identificado. Permeabilidades en el caso de la brecha de 0.39 a 14 mD, una presión inicial de 417, la presión actual es de 353 kg/cm². En el caso de ambas formaciones, tiene una presión de rocío de 409 km/cm². En ambas formaciones tenemos gas y condensado. En este caso, un condensado de 40.3 grados API. Las temperaturas en las dos formaciones varían de 124 a 132 °C. Los factores de recuperación en el caso de la brecha tenemos de 45.2%, en el caso del Cretácico Superior 58.7%. En las dos se tiene identificado como principal mecanismo de producción un empuje hidráulico que tiene un acuífero bastante activo. Las profundidades de la brecha y del Cretácico en el primer caso es de 4,100 metros y en el segundo caso es de 4,300. En la brecha se tienen nueve pozos productores y un inyector letrina. Los nueve pozos están ubicados en las dos formaciones, tanto brecha como Cretácico Superior.

Vemos en esta lámina lo que sería las diferentes etapas de desarrollo y de producción del campo, donde podemos identificar que la primera etapa de desarrollo que fue de 1976 a 1986 se descubrió con el campo Agave-52 y posteriormente se tuvieron 12 pozos operando. Se perforaron esos pozos y tuvieron una invasión de agua hacia finales de 1980, bueno, prácticamente desde el 81 empezó la invasión muy fuerte de agua y eso es lo que hizo que la primera etapa redujera drásticamente su producción. Empezando esta segunda etapa en 1986 hasta 1998, donde se perforaron otros 10 pozos para tener una plataforma de producción de 7,100 barriles



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

diarios y 68 millones de pies cúbicos diarios de gas, que es lo que tuvieron ellos de producción.

Sin embargo, se ve también en la gráfica de la izquierda en lo que es la línea azul cómo también a pesar de que tenían una plataforma de producción el agua siguió entrando al yacimiento y a partir de lo que sería 1998 hasta el 2010 vemos que ya el campo tiene una producción muy baja respecto a lo que tenía en los primeros años. Y a partir de 2010 a 2019 ya no ha tenido trabajos de desarrollo y únicamente se ha abocado el operador al mantenimiento de la producción a través de diferentes reparaciones tanto menores como mayores de pozos. Y actualmente el campo ya tiene una producción aproximada de 1,000 barriles diarios y lo que serían 6 millones de pies cúbicos diarios de gas.

La revisión que hicimos igualmente en términos y en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos para lo que es la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. El operador nos presenta lo que sería la evolución de sus reservas. Aquí podemos observar desde que fue la ronda 0 cómo ha venido evolucionando la reserva del campo. A partir del 2017 ellos manifiestan tener un incremento en lo que sería la reserva del campo. Esto se debió, como lo vamos a ver más adelante en sus gráficas de producción, a que el campo tuvo un mejor desempeño del que tenían ellos pronosticado en la ronda 0 y esto les permitió a ellos una revaloración de los volúmenes a recuperar. Y posteriormente vamos a ver que para lo que es el 2018 y 2019 se debe de descontar lo que fue la producción acumulada, pero también una reducción debido a que le sigue entrando agua al yacimiento por ese acuífero tan activo que tiene. La que sigue por favor.

Dentro del alcance de la modificación que presenta el operador, tenemos que la modificación propuesta considera recuperar lo que sería el volumen remanente de la reserva. Esto lo van a hacer con lo que serían 2 reparaciones mayores, 12 reparaciones menores y posteriormente llevar a cabo lo que sería ya el abandono del campo realizando 20 taponamientos y las actividades de retiro de la infraestructura que tienen instalada en este momento. A través de este plan, como se comentó, se planea recuperar la reserva remanente que en este caso son 0.8 millones de barriles de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos líquidos y 5,000 millones de pies cúbicos de gas natural. Y ellos tienen planeado que lo van a hacer con un costo total asociado de 31.97 millones de dólares.

Lo que están presentando son tres alternativas de producción. Como se mencionó, ya no tienen actividad en desarrollo. Ellos están tomando lo que sería la alternativa 1 como su caso base, donde ya no hacen ninguna actividad de desarrollo, tampoco en lo que serían reparaciones mayores, únicamente estarían realizando reparaciones menores. En la alternativa 2 sí incluyen ellos lo que serían dos reparaciones mayores a dos pozos, la misma cantidad de reparaciones menores. Y para la alternativa 3 presentan también ellos lo que sería prácticamente la misma actividad de la alternativa 2, pero incrementan en una reparación mayor. Esto lo que nos lleva en cuanto a los volúmenes a recuperar y el balance en cuanto al costo total del proyecto contra los ingresos esperados tanto de la producción de gas como del aceite, nos llevan a que la alternativa ganadora tiene un VPN antes de impuestos de 22 millones de dólares. Después de impuestos lo que presenta el operador es que le quedarían 8.5 millones de dólares, un VPI de 13.9 millones de dólares, la relación VPN/VPI antes de impuestos de 1.6 y en el caso de esta misma relación después de impuestos tendrían 0.6.

Lo que manifiesta el operador para seleccionar esta alternativa, a pesar de que recupera un poco menos de aceite y de gas que la alternativa 3, es que la reparación adicional que están llevando a cabo les incrementa a ellos la inversión y lo que sería el VPI y los lleva a que tienen una relación VPN/VPI tanto antes como después de impuesto menor. Entonces lo que están seleccionando ellos fue lo que tuvo mejor relación entre los ingresos y lo que sería la inversión que estarían haciendo y por eso seleccionan la alternativa número 2. Del lado derecho podemos ver nosotros cómo sería el pronóstico de producción. Y como se ve en lo que sería la producción de todas las alternativas, pues está muy cercana. ¿No? Sin embargo, ellos optaron por la alternativa 2 que es la que vemos verde con puntos naranjas, que es la que estarían ejecutando.

Aquí vemos lo que es el pronóstico de producción que esperan ellos. Es importante mencionar que lo que es la línea continua azul es el plan vigente de la ronda 0 y si lo comparamos contra lo que es el histórico que es el verde más oscuro, pues sí han tenido ellos una mejor recuperación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ese mejor desempeño es el que les permitió en el 2017 incrementar sus volúmenes de reservas. Y el plan que tenían proyectado en la ronda 0 estaría concluyendo en 2021 y lo que vemos ahora con ese mejor comportamiento y ese mayor volumen de reservas es que ellos podrían estar llevando el campo a producir hasta el 2027. La que sigue por favor.

Igualmente lo vemos para el gas. Ese mejor desempeño les ayuda a ellos a tener otro pronóstico de producción y lo que están presentando es que tenían una recuperación mayor en este caso respecto a lo que es el plan vigente de la ronda 0. Este es su cronograma de actividades, no hay perforación. Las dos reparaciones mayores se van a ejecutar el año que viene que sería el 2020 y a lo largo del tiempo hasta el 2025 es que van a estar ellos haciendo sus reparaciones menores, que es para el mantenimiento de la producción base. Van a empezar a abandonar el campo desde el 2025 cuando empiezan a realizar trabajos de taponamiento y los concluyen hasta el 2028. Y el abandono de la infraestructura, en este caso el campo Agave tiene una batería de separación y otras infraestructuras en cuanto a cabezales, ductos. Todo eso se va a llevar a cabo entre el 2028 y 2029, para llegar a una meta de cinco actividades de abandono.

En lo que se refiere al Programa de Aprovechamiento de Gas, se tiene que la Asignación tiene su resolución donde se aprobó su PAGNA el 20 de junio de 2018 y han cumplido ellos con la meta. Sin embargo, de acuerdo a la propuesta que hace el operador y la revisión que estuvimos haciendo de todo el plan, identificamos que los yacimientos siempre fueron yacimientos productores de gas y condensado. Esto es que tenemos gas no asociado, en lugar del gas asociado que viene con el aceite. Entonces lo que está proponiendo el asignatario es reclasificar el campo Agave de un campo de aceite con gas natural asociado a lo que sería de acuerdo a sus propiedades de los fluidos a un yacimiento de gas natural no asociado, donde no van a tener ellos ya que reportar la meta de aprovechamiento de gas. Este cambio que están proponiendo ellos lo están iniciando con la presentación de este Plan de Desarrollo y posteriormente ellos van a tener que continuar con sus trámites con la Secretaría de Hacienda y con el Fondo Mexicano para que se les reconozca este campo no como de aceite, sino como gas y condensado y que no tenga que presentar en este caso también la meta de aprovechamiento de gas.



En el caso de los mecanismos de medición, lo que tenemos nosotros es que la producción se maneja en este caso sale de los pozos donde se tiene una medición operacional. Posteriormente llega toda la producción a la Batería de Separación Agave, donde también ellos hacen la medición del agua y de ahí sale el agua que se va a disponer hacia los pozos de captación. Y saliendo de esta batería de separación, presentan ellos lo que sería una medición de referencia tanto para aceite como para lo que sería el líquido. Todos los hidrocarburos líquidos, en este caso los condensados, se estarían moviendo al Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus, donde igualmente se haría una medición del agua, su disposición y se haría la medición de transferencia para que se esté fiscalizando en el Centro Comercializador Palomas. En el caso de la corriente de gas, esta estaría saliendo hacia la Estación de Compresión Cactus IV, donde se va a hacer también una medición de transferencia y posteriormente las corrientes ya de gas hidrocarburo estarían saliendo hacia el CPG Cactus y hacia el CPG Nuevo Pemex, donde se estaría llevando a cabo la medición en este caso en el punto de fiscalización.

Tenemos en esta lámina también lo que sería el costo total, el Programa de Inversiones (inversión y gasto operativo) y lo que vemos que tienen proyectado ellos o planeado estar gastando como costo total son 31.97 millones de dólares que estarían destinados el 85.22% a todo lo que son las actividades de desarrollo, perdón, de producción. El 11.66% estaría destinado a lo que serían las actividades de abandono. Otros egresos, por manejo también de su producción fuera de sus instalaciones dentro de la Asignación, representa el 1.53%. Y una mínima parte para dar mantenimiento a algunos ductos y algunas instalaciones sería lo que tenemos el 1.58% para las actividades de desarrollo.

Posteriormente, en la siguiente lámina, lo que podemos ver es la evaluación económica que se llevó a cabo con las premisas de la Comisión. Igualmente se tiene identificado que la proyección de hidrocarburos líquidos que van a recuperar son 0.84 millones de barriles. En lo que sería la producción de gas, 4.98 millones de pies cúbicos. Aquí todavía se reporta meta de aprovechamiento de gas puesto que todavía tiene régimen fiscal de aceite y serían 4.89 miles de millones de pies cúbicos a producir. Un precio del condensado de 66.78 dólares por barril. El precio del gas sería 3.45 dólares por millar de pie cúbico. La tasa de descuento del 10%, una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

paridad de 20.5 pesos por dólar y esto nos lleva a que tenemos un VPN antes de impuestos de 39.98 millones de dólares, un VPI de 11.24 y la relación VPN/VPI antes de impuestos nos está dando que es de 3.56 y una relación beneficio/costo de 2.56. Ya cubriendo lo que serían los derechos e impuestos, el VPN nos estaría bajando a 5.57 millones de dólares. El VPN/VPI a 0.50 y la relación beneficio/costo a 1.09. Esos serían los resultados que se obtienen de la evaluación económica con las premisas de la Comisión.

Y posteriormente lo que vamos a ver nosotros son unas recomendaciones que se hacen. Ya es un campo como vemos que está en una etapa avanzada de extracción, un campo ya digamos muy maduro y lo que estamos recomendando nosotros es la viabilidad de implementar métodos de recuperación adicional. Se recomienda aquí en el caso de este campo que es de gas y condensado analizar la factibilidad de la inyección de gas enriquecido con líquidos que pudieran atrapar los condensados que, de acuerdo a las condiciones operativas del campo, se tiene evidencia que ya están en la formación. Esto con el objetivo de elevar el factor de recuperación de principalmente en este caso del condensado que tiene un alto valor. Y, por último, para que pudieran prolongar la vida del campo y se cumpla lo que están poniendo ellos en su pronóstico de producción al 2027, que se utilice la información histórica del campo para actualizar el modelo de yacimiento y principalmente caracterizar de una mejor forma lo que sería el acuífero, que es el que siempre les ha dado problemas. Ha servido también como uno de los principales elementos de producción del campo y lo que lo ha podido mantener produciendo durante tanto tiempo, pero también si no está bien caracterizado y nosotros hacemos las reparaciones sin determinar de manera óptima el gasto crítico, pues podemos tener problemas de que se nos invada más rápidamente y no lleguemos a esa proyección del 2027.

Toda la revisión que se hizo fue en cumplimiento a la normatividad vigente y aplicable en este momento que es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. La que sigue.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Derivado de toda esta revisión y del dictamen que se hizo es que tenemos que se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0003-M-Campo Agave, presentado por Pemex Exploración y Producción; mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe alguna modificación al mismo. Esto es lo que traemos para este caso Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRÉS LUNA.- Muchas gracias maestro Castellanos. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Hay cuatro yacimientos, hay dos que son gas y condensado que está en las brechas, en la BII y el Cretácico Superior BI y hay dos de aceite negro. Eso está en la lámina número 4. Y se observa que la presión de saturación para el caso de los de aceite negro y la del rocío pues es un promedio, deben ser muy semejantes, pero está muy pegadita a la presión inicial. La presión inicial para las brechas fue 417 y para el Cretácico Superior fue 494. Entonces me parece que hay que enfatizar que esta recomendación de poder recuperar todos los condensados que están en el yacimiento es súper importante, debe tener una alta saturación de aceite residual. Y qué bueno que lo están poniendo ahí, pero con este comentario quiero hacer ver que hay mucho aceite ahí en el yacimiento por la cuestión de la condensación retrógrada. ¿Sí?

Y el otro asunto que quisiera también poner en la mesa es efectivamente los Lineamientos de Aprovechamiento de Gas son aplicables para yacimientos que tienen gas asociado. O sea, que el yacimiento tiene aceite y el gas está dentro del aceite y cuando sale a superficie se libera. Y esta lógica es porque en superficie hay que separar y cuando se separa para poder comprimir queda un remanente que tiene que quemarse, que tiene que desecharse. Por eso es que la regulación de aprovechamiento de gas va en ese sentido. Aquí el planteamiento es que solamente los yacimientos de gas y condensado fueran considerados para no aplicarles los lineamientos o todos los yacimientos, son cuatro y hay dos de aceite negro. ¿Cuál es el planteamiento específico? ¿Cómo lo traen ellos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que dentro de las Disposiciones de Aprovechamiento está acotado exclusivamente a lo que es gas asociado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ya por definición los yacimientos de gas y condensado a nivel de yacimiento es gas, es puro gas. Entonces en estos términos ya tuvimos también la aprobación del plan de Etkal y de Che, donde también ellos hicieron ese cambio de lo que sería un yacimiento de aceite porque de alguna manera desde la ronda 0 o anterior tenían esa clasificación, pero cuando se revisa bien lo que son las propiedades y el PVT representativo pues se identifica que es gas. Entonces dentro de las disposiciones pues sería una excluyente todo lo que sería el gas no asociado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro. ¿Y qué pasa con los yacimientos de aceite? ¿Esos no están pidiendo que haya?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí no.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que esos yacimientos creo que solamente los conservan ahorita dentro de sus tablas de reservas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no los producen.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Pero nunca han producido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, OK.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Entonces siempre la producción que se tuvo fue de gas y condensado y en algún momento son criterios que son anteriores a la ronda 0 y a las disposiciones que existen actualmente. Ellos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuando vieron – como bien lo comenta doctor – que empezaron a producir rápidamente muchos líquidos, decidieron tomarlo como un yacimiento de aceite porque empezó a producir rápidamente altas cantidades de líquido, siendo que el PVT dice el representativo gas y condensado. Entonces también ahí viene todo un proceso. Viene el proceso en el que tienen, la próxima certificación de sus reservas tiene que presentarlo de acuerdo a los fluidos que están identificando y están poniendo en este plan como gas y condensado. Posteriormente hay que regularizarlo con el Fondo Mexicano y con la Secretaría de Hacienda. Ya que esté todo esto hecho es que nosotros vamos a tener que revisar y van a tener que presentar ellos la modificación a su PAGNA en el caso necesario para ver qué le aplica.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y otra cosa que se puede ver de esta lámina es que aunque es un yacimiento bastante viejo vamos a decir y los factores de recuperación son bastante altos, 45.2% y 58.7%, hay mucho valor posible y eso creo que es importante que lo vayamos revisando, supervisando para ver qué más se pudiera hacer, qué otras recomendaciones pudiéramos hacer en la medida que se va aplicando este Plan de Desarrollo que pues para mí es correcto, bueno, el Plan de Extracción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Por eso dentro de las recomendaciones quisimos ser, por eso la pusimos como la primera, ser enfáticos en que tiene posibilidades de la implementación de algún proceso de gas enriquecido que ayude a capturar esos condensados y sacarlos en superficie que representan o podrían representar gran valor para el proyecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.61.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

ACUERDO CNH.E.61.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0354-M-Campo Tumut.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De nuevo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias. Como se mencionó, vamos a presentar lo que es la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut. En este caso vamos a ver que esta Asignación en este resumen de antecedentes fue adjudicado igualmente en la ronda 0 en lo que fue el 13 de agosto de 2014, una vigencia de 20 años. Inició su producción ya en 2011 en las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano y tiene una producción promedio durante el mes de agosto de 600. Perdón, este dato que está reportando es la última producción que tuvo el campo en 2016 y fueron 670 barriles diarios de aceite y 0.56 millones de pies cúbicos diarios de gas, pero fue en el 2016. La producción acumulada que tiene el campo al 1 de enero de 2019 son 2.4 millones de barriles y 2.6 miles de millones de pies cúbicos de gas que corresponden a 2.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la siguiente lámina vemos lo que fue la cronología de la revisión.

Esta solicitud de modificación al plan la presentó el operador el 22 de abril de 2019. Se hizo la declaratoria de suficiencia de información el 14 de mayo de 2019. Se le citó a comparecencia el 21 de mayo de 2019 y ellos atendieron la solicitud de aclaraciones sobre el plan y la revisión que estábamos haciendo el 29 de mayo de 2019. Se solicitó también la opinión de la ASEA en términos de lo que sería el Sistema de Administración de Riesgos, el cumplimiento de contenido nacional a la Secretaría de Economía y el día de hoy estamos presentando el 15 de octubre de 2019 lo que sería la modificación o el dictamen de la modificación. Vemos nosotros que de la fecha de la última aclaración donde nos atendieron ellos a lo que es el dictamen es que dentro de sus visualizaciones que habían presentado el operador tiene la plataforma Tumut, donde en algún momento comentan ellos que a manera de visualización de lo que sería el uso de su infraestructura compartida se acercó el operador Fieldwood para ver si podía utilizar o llegaban a un acuerdo para utilizar la plataforma de Tumut. Ese periodo en el que manifestaron que se ponían o llegaban a un acuerdo o no llegaban a un acuerdo fue lo que hizo que tuviéramos nosotros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

detenido lo que sería el dictamen, ya que si llegaban a algún acuerdo en cuanto al uso de la infraestructura compartida, pues iba a modificar lo que sería la estrategia del plan. ¿No? Es por eso que se ve la diferencia desde lo que fue el mes de mayo hasta este mes de octubre que estamos presentando lo que serían los resultados del dictamen.

Dentro de lo que es el objeto y el alcance de la modificación de este plan, tenemos que uno de los principales motivos por el cual se está presentando esta modificación fue para tener el ajuste a lo que sería su Programa de Aprovechamiento de Gas. Dentro de este ajuste también ya se identificó que lo que sería el campo ya manifiesta el operador que no tiene ningún potencial y que las actividades que le resta hacer dentro de la Asignación sería ya nada más las de abandono, donde estaría llevando a cabo el taponamiento de tres pozos y el abandono de lo que sería la plataforma Tumut-A y el ducto de producción. Todo esto ellos tienen planeado hacerlo con un costo de 34.3 millones de dólares y que estarían concluyendo hasta el 2026.

Dentro de lo que son las generalidades del campo, vemos que tiene un área de 14.5, lo que es el total del polígono del área de Asignación y el campo, una porosidad promedio del 7%. Registró una presión inicial de 615 kg/cm², una presión actual de 198 kg/cm², que podemos ver que prácticamente pues ya perdió 400 kg/cm² el yacimiento. La producción está en formaciones geológicas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. La profundidad promedio del yacimiento son 4,350. Tienen identificado que el principal mecanismo de producción es la expansión de roca-fluido y gas en solución. El estado actual es que tienen tres pozos cerrados y uno taponado y las colindancias que tiene con otras Asignaciones sería la A-0151-M-Campo Homol y la A-0089-Campo Chuc.

Aquí podemos ver como antecedentes cómo ha sido su historia de producción. Y vemos que empezó su etapa de desarrollo y producción en 2011. Llegó a un pico de producción en el 2012 y posteriormente inició una etapa de declinación digamos bastante severa que lo llevó a que en 2015 se tuviera que cerrar el campo. Posteriormente en 2016 el operador hizo el intento de reactivar los pozos y el campo a producción, donde llevó a cabo diferentes actividades como estimulaciones, fracturamientos, sin embargo, ya no obtuvo resultados positivos. Logró obtener de inicio una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción de 1,200 barriles. Fue decayendo esta producción y en promedio para todo lo que sería 2016 solamente tuvo 670 barriles diarios y lo que sería 0.5 millones de pies cúbicos. Posterior a esas actividades pues ya no le vieron ellos potencial al yacimiento. Realizaron diferentes estudios en el que están ellos de alguna u otra manera plantearon dentro de lo que fue los Lineamientos en Materia de Recuperación Mejorada lo que fue su escrutinio, donde revisaron diferentes alternativas en las que pudieran ellos reactivar el campo. Sin embargo, de toda esa revisión se llegó a la conclusión de que ya no le ven mayor potencial. Actualmente tiene un factor de recuperación de aceite de 16.7% y para el gas del 16%.

La justificación para presentar esta modificación, como se comentó, fue que tienen un cambio de estrategia respecto a lo que presentaron en la ronda 0 donde ellos sí presentaban actividad. Y toda esta actividad, debido al comportamiento del yacimiento, ya no se pudo llevar a cabo y ya no visualizan ellos poderla llevar a cabo en el futuro. Tuvieron que recategorizar sus reservas, que tenían reserva probada y probable y ahora nada más están presentando lo que sería reserva posible y esta reserva posible también ellos el riesgo que le están viendo de acuerdo al comportamiento del yacimiento es que probablemente para el año que viene la presenten ya como recurso contingente, ya no como reserva. Y también tienen, como se mencionó al inicio, tienen una variación en lo que sería su meta de aprovechamiento de gas y tienen una variación en lo que sería el monto total de inversión de 34.6% respecto al plan vigente. Entonces todos estos puntos son los que llevan a la modificación del plan.

Se revisó de acuerdo al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, y lo que nos presentan ellos en este caso – la siguiente por favor – es su evolución del volumen original. Su volumen original pues prácticamente se ha mantenido constante. No han tenido variación tanto en el aceite como en el gas. Y como comentábamos, en la lámina siguiente podemos ver cómo tienen ellos categorizados en este momento la reserva respecto a los años anteriores. Tenían, en la ronda 0 cuando fue el 2015 tenían reserva 1P, 2P y 3P que era en reserva probada, probable y posible. Sin embargo, vemos que para el 2019 solamente están manteniendo lo que sería la reserva 3P, lo que sería la reserva posible. Y con el riesgo que ven ellos respecto al comportamiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del yacimiento y la información geológica que pudiera reclasificarse, perdón, únicamente a recurso contingente. Todo esto dicen ellos que de acuerdo a sus análisis es por la baja calidad que tiene la roca, que en cuestiones de productividad representa una productividad muy baja. Y las alternativas que presentan en este caso, la que sigue por favor, solamente son actividades de abandono.

Estas actividades de abandono pues lo que tenemos es que es prácticamente la misma actividad, taponamiento de los tres pozos y el abandono de la infraestructura, lo que sería el ducto de 12.6-km y la plataforma Tumut-A. Y la variación solamente está en los costos porque la alternativa seleccionada es una alternativa donde ellos visualizan llevar a cabo el abandono con un barco. En el caso de la alternativa 2 sería llevar a cabo el abandono con una plataforma autoelevable que en este caso les sería más costoso. Y, por último, la alternativa 3 lo que están ellos planteando es que para llevar a cabo este taponamiento de los pozos utilizarían un equipo fijo, sobre la plataforma Tumut-A. Entonces esa variación es la que hace que el menor costo para llevar a cabo el abandono sea a través de la alternativa 1 utilizando un barco para llevar a cabo los taponamientos de los pozos. Ellos tienen programado hacer el abandono del campo, en el 2024 los tres taponamientos, el abandono del ducto y la plataforma en 2025 y 2026, para concluir ya lo que sería el abandono total del campo.

Dentro de lo que es el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, ahí tenemos varias particularidades porque este Programa de Aprovechamiento de la Asignación fue aprobado el 20 de junio de 2018 y en dicha resolución se solicitó la actualización de los calendarios. O sea, se aprobó, pero se le solicitó en 70 Asignaciones que hicieran adecuaciones en lo que eran sus actividades de aprovechamiento para que con esto cumplieran con la meta conforme al calendario propuesto por PEP. Después tuvimos que mediante el escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización del Programa de Aprovechamiento de Gas de Tumut. Y el 12 de noviembre del mismo año, mediante oficio 250.718/2018, se remitió respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto a la actualización del Programa de Aprovechamiento de Gas que nos presentó el operador. Posteriormente, derivado de dicha actualización, la Comisión realizó la revisión y evaluación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la información presentada por el operador y determinó que la información que presentó en el programa no resultaba acorde a lo que era el PAGNA aprobado. Entonces, derivado de esta situación, el 6 de diciembre de 2018, la Comisión mediante oficio 250.763/2018 solicitó a PEP presentar la modificación de esta meta de aprovechamiento a través de un nuevo Plan de Desarrollo para la Extracción.

Entonces esa es una de las principales motivaciones también por las cuales se está presentando esta modificación para que adecuaran sus metas de aprovechamiento de gas a través de este plan, pero lo que encontramos es que ya el operador está manifestando que pues ya no va a realizar ninguna actividad, sino que va a abandonar el campo. La que sigue por favor.

Tenemos lo referente a los mecanismos de medición. Ya no presenta alternativas de medición de hidrocarburos el operador puesto que, como se mencionó, está presentando ya una alternativa donde no va a manejar producción, únicamente va a llevar a cabo sus actividades de abandono y ya no hubo necesidad de revisar esta parte. Aquí está el programa o el costo total de lo que sería este plan de abandono, donde están presentando ellos que de los 34.34 millones de dólares el 96.36% está dedicado a lo que serían las actividades de abandono y dentro de las actividades de producción tiene 3.64%. Estas actividades de producción no son en sí por producción de fluidos, sino que solamente va a llevar a cabo en el periodo que tiene entre lo que sería el abandono de la infraestructura, algunos mantenimientos para mantener en condiciones de seguridad hasta en tanto retira todos los bienes. La que sigue por favor.

La evaluación económica que hace la Comisión con sus premisas. Tenemos que son 34.34 millones de dólares de inversión. Toma una tasa de descuento del 10%, el 20.5 pesos por dólar es la paridad, que le lleva a unos indicadores económicos de -19.37 antes de impuestos, un VPI de 19.37, un VPN/VPI negativo de -1 y después de impuestos pues tienen -19.73. El VPI igualmente de 19.37, un VPN/VPI -1.02. En este caso pues se hizo la evaluación económica porque así lo tenemos establecido dentro del contenido de nuestros planes. Sin embargo, pues sabemos que ya no va a haber ningún tipo de ingresos, sino simplemente son puros costos asociados a abandonar la Asignación. Sin embargo, para cubrir el punto y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dejarlo documentado es que tanto el asignatario como la Comisión hace esta evaluación. La que sigue por favor.

Y dentro de las recomendaciones, pues seguimos nosotros poniendo sobre la mesa que a lo mejor el operador pudiera lograr algún acuerdo con algún otro operador que pudiera utilizar esta infraestructura antes de que la abandone para que pudiera tener algún ingreso adicional. Ya si no llega a tener el operador algún acuerdo con algún otro operador o que él mismo tenga algún descubrimiento y pueda utilizar esta infraestructura, pues sí, ya que se llegue a lo que sería el abandono. Y lo que tenemos también en cuanto serían ya las actividades de abandono pues que de alguna manera se lleven a cabo esta de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y que se cumpla con el retiro adecuado y se salvaguarde toda la normatividad en materia de seguridad industrial y materia ambiental y concluya con lo que sería la vida, el ciclo de vida de este campo. La que sigue.

Toda la revisión se hizo en cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento a los Lineamientos de Planes, lo que sería el cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

También aquí es importante que lo que se estaría solicitando o se estaría dando la opinión es a la Secretaría de Energía en términos de que se adecúe el cumplimiento mínimo de trabajo en el Título de Asignación puesto que tenía actividad programada que ya no va a llevar a cabo y fue uno de los requerimientos que tuvimos por parte de nuestra ponencia para ser congruente con los demás planes que se han estado modificando para que se haga la recomendación y se adecúe este cumplimiento mínimo de trabajo en el Título de Asignación. La que sigue por favor.

Derivado de todo este análisis presentado se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación de Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0354-M-Campo Tumut, presentado por Pemex Exploración y Producción y mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación. Entonces en este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caso estamos presentando ya lo que sería un plan de abandono. Son únicamente actividades de abandono las que está presentando el operador. Eso es lo que traemos Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro. Bueno, ¿algún comentario Comisionados? Si, Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tienen una recomendación que se me hace muy, muy importante. Le pusieron arrendamiento, pero también cuando hizo la presentación el maestro Castellanos comentó que también podía ser para uso del propio Pemex. Y creo que hay que enfatizar que esto son instalaciones muy nuevas, empezaron en 2011. Entonces si tiene un buen mantenimiento, pues la plataforma debe tener todavía muchos años más de vida. No sé qué tanto lo pueda tener la tubería que es una tubería grande, es de 50 cm, es de 20" y casi tiene 13 km, 12.6 km. Entonces en esta parte en donde en las recomendaciones dice arrendamiento, yo le pondría arrendamiento/usos en otras Asignaciones o Contratos del propio Petróleos Mexicanos. No necesariamente que la renten, sino que la usen.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Que la usen, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero es la misma lógica de lo que nos planteó maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. En ese sentido lo estuvimos también analizando porque puede ser el uso o digamos reuso de ellos en alguna otra Asignación o pudiera venderse, pero ya no quisimos meternos más en ese sentido. Porque por ejemplo en el caso de tierra tienen ellos unos contratos donde se vende la infraestructura que se va a retirar, la licitan y el que gana el contrato es el que va y la retira y el que dispone ya de esos materiales. O sea, ya podrían ellos ahí de alguna u otra manera buscar cuál sería el esquema más óptimo que les convenga, reusarla, venderla, mantenerla y buscar alguna alianza o algún otro operador que pudiera también utilizarla, antes de que definitivamente se retire esta infraestructura.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y creo que el hecho más interesante es que es muy nueva. Generalmente cuando se retiran las instalaciones son ya fierro viejo, entonces se pueden licitar como fierro viejo. Pero aquí son nuevas, 2011 tiene 7-8 años, 9 años posiblemente. Si tiene buen mantenimiento, la plataforma puede estar muy bien. El tubo al parecer no hubo transporte de hidrocarburos con ácido sulfhídrico ni mucho menos. Entonces si tiene un buen mantenimiento, se puede recuperar. ¿Cuánto son? 12.6 km y 20". Son varias decenas de millones de dólares los que se gastaron ahí en el tubo más otros tantos en la plataforma Tumut. Gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tenía una duda. Obviamente hay que hacer las correcciones apropiadas a la Asignación para desaparecer lo que tenía de Compromiso Mínimo de Trabajo, para llevarla finalmente hasta abandono. Mi pregunta es si no valdría la pena ahí mencionar que, dado que se va a abandonar y que se abandonó correctamente, es decir, ¿no debería regresar a la nación esa Asignación?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Dentro del proceso que viene establecido en el Título de Asignación, tendrían que, como está, estarían terminando sus actividades antes de la vigencia. Pues tendrían que hacer la renuncia y cuando hacen esa renuncia se hace ante la Secretaría de Energía. La Secretaría de Energía hace una revisión de la infraestructura y los remanentes del campo para ver si tienen alguna utilidad para el Estado y ya de ahí determina si tiene o no utilidad, que se inicie las actividades del retiro de infraestructura.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, yo tengo varias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La primera es pues esto ya no puede ser reserva. ¿No? O sea, yo creo que nuestra recomendación es de que... y no es recomendación, es una responsabilidad de la CNH en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asunto de que esto pasa a ser recurso contingente. ¿No? O sea, digamos esto ni siquiera es recomendación, esto ya debería de ser una desclasificación de la reserva. ¿No? O sea, no se puede tener reserva 3P en este yacimiento, pues ya no es yacimiento.

La segunda es tengo una duda que no me explico. O sea, en la página 15 si la ponemos por favor. ¿Por qué es hasta el 2024 los taponamientos? O sea, hay uno, dos, tres, cuatro, cinco años sin ninguna actividad. Aquí según yo lo que entiendo es por ley si no hay actividad después de 180 días, o sea, ¿no se debería de regresar la Asignación o hacer algo? ¿Por qué? O sea, yo en este punto si esta es la actividad a realizar, yo no podría aprobar esta. O sea, yo estaría en desacuerdo porque, o sea, nosotros estamos autorizando una modificación a un plan en el cual no se va a realizar actividad durante cinco años y se va a taponar hasta el 2024 y después el abandono sería el 2025 y 2026. Entonces, o sea, por la lógica que nos explicó aquí el maestro Castellanos, o sea, no veo por qué se estaría esperado tantos años para realizar cualquier actividad. ¿Hay alguna explicación definida?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Esta parte la consultamos a detalle con el operador y nos manifestó varios puntos. Uno de los principales es la disponibilidad del barco para poder hacer esos. Si, lo que manifiestan ellos es que ahí sí ya no sabemos, yo creería que a lo mejor sí pudieran adelantar esa actividad, pero ellos manifiestan que la llevarían a cabo hasta esa fecha porque es cuando tendrían la disponibilidad del barco y tendrían ellos los recursos necesarios para poder llevar a cabo esos taponamientos y ese abandono.

La plataforma también ellos comentan que quieren o tienen visualizado, así lo comentan, algunas actividades exploratorias que de salir exitosas pudieran hacer uso de la infraestructura. Pero sí también lo que es importante recalcar es que el operador comenta que no tiene ningún antecedente de cómo se lleva a cabo la renuncia y entrega de la Asignación. Entonces si ellos adelantan el abandono y no cumplen con los requisitos legales de la entrega del área, de la entrega de los bienes dentro del área que la Secretaría de Energía determine la utilidad o no la utilidad de estos bienes y posteriormente iniciar su plan, es parte de la incertidumbre que pusieron ellos. Pero yo creo que a lo mejor sí podrían acelerar el abandono.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Yo no recuerdo en este momento que tengamos alguna Asignación donde ya se haya llevado a cabo el proceso de renuncia y entrega al Estado de lo que es el área de Asignación y no tendría el parámetro para decir cuánto va a llevar ese proceso. Pero, como bien lo comenta, se podría explorar el escenario donde se pudiera programar estas actividades con la Secretaría de Energía, que programen ellos en base a eso la disponibilidad del barco y los recursos y ver si es posible adelantar este periodo de abandono.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Lo que pasa desde mi punto de vista es que primero tienen que terminar sus actividades y después tendrían que renunciar a la Asignación y de ahí empieza un proceso como se ha hecho a nivel de los contratos de terminación. Supongo que tendríamos que llevar el mismo proceso de terminación anticipada y pues iniciaría el proceso. Pero con esto la terminación empezaría, si bien va, en 2027. ¿No? Entonces el punto aquí es, o sea, en este momento están diciendo que pues ya no van a hacer ninguna actividad, pero van a esperar hasta el 2024 para realizar la primera actividad de abandono y después 2025 otras de abandono supongo. Bueno, de taponamiento, los primeros en 2024 y después abandono de instalaciones en 2025 y 2026, de tal manera que el proceso que comenta estaría comenzando hasta 2027. O sea, en realidad nosotros desde mi punto de vista yo no le veo la lógica de que si ahorita ya no hay actividad que hacer, dejar los pozos sin taponamiento definitivo y sin abandonar el área si ya no va a haber, o sea, actividad. Entonces, o sea, cómo aprobar algo que no se va a hacer cinco años actividad. Si, por favor ingeniero.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Lo que pasa es de que aparte de que se programó para la disponibilidad de los equipos y el barco, también la parte de la disponibilidad presupuestal. Entonces dentro de estos cinco años que se tiene contemplado llevar a cabo actividades de mantenimiento a los ductos, al ducto y a la plataforma. Es por eso que esto para ver la parte de la seguridad operativa.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y otra vez aunado a lo que comentaba desde el inicio. Sí revisamos nosotros el Título de Asignación porque pues nos llamaba la atención ya no tiene actividad. Pero de lo que pudimos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nosotros interpretar y faltaría que lo veamos con el jurídico de nosotros y que nos sentemos con la Secretaría de Energía, no podemos hacer el abandono y la renuncia de la Asignación si antes ellos no determinan la utilidad de los bienes que están dentro del área de la Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es posterior.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Porque por ejemplo hay un caso donde en Veracruz se determinó que había pozos y unos yacimientos donde se iba a almacenar gas. Si se hubiera abandonado esos pozos que ya no tenían utilidad para la producción, pues no hubieran determinado la utilidad que tenía para lo que era el almacenamiento de gas. Entonces yo creo que ese procedimiento como es algo como yo lo comento dentro de mi experiencia, es inédito, sí sería importante que se determine en conjunto con la Secretaría de Energía cómo se debe de llevar a cabo el abandono, la renuncia y el abandono de los campos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues yo desde mi punto de vista es al revés, pero bueno.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, es que ahí no hemos llevado a cabo ningún plan de abandono.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Yo de una vez, si, por favor maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias doctora. Comisionados, buenos días. Simplemente quería hacer referencia a la disposición a la que me parece hizo referencia, si estoy en lo correcto, en torno al supuesto de inactividad de más de 180 días en un plan. El artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos contempla el supuesto de la posibilidad de revocar una Asignación si es que por más de 180 días naturales de forma continua el asignatario no inicie o suspenda actividades previstas en el Plan de Exploración o Desarrollo para la Extracción. Si nosotros aprobásemos este plan en la forma en la que lo presenta el equipo, no se actualizaría este supuesto porque justo no habría actividades previstas para estos años.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Sí, sí las habría. Serían las actividades de mantenimiento, la inversión.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Ah, bueno, es que no se muestran acá.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es que son actividades que se desarrollan con inversión, pero todo lo demás del gasto operativo sí se están llevando a cabo actividades de mantenimiento al ducto y a la plataforma.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Ah, OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me da la impresión que no tenemos suficiente información de parte de SENER para aprobar esto, entonces yo sugeriría que retiráramos el tema, tuviéramos una reunión con Pemex y con SENER y nos pusiéramos de acuerdo qué quiere decir esto. Porque sí, suena muy raro te estoy aprobando algo donde no va a pasar nada en cinco años. Dices tú, y preséntamelo dentro de cinco años o acelera la parte de taponamiento y abandono. Entonces mi propuesta es que se retire el tema y que tengamos un diálogo con Pemex por un lado y con SENER con otro para ponernos bien de acuerdo en todo esto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, un poco reforzando. Al final de cuentas, tener mantenimiento en un área de ductos, de plataformas, de no sé si pozos donde no se va a hacer nada y nosotros aprobarlo es algo también para mí ilógico.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, estamos de acuerdo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Es que lo que pasa también es de que como Pemex sigue en pláticas con Fieldwood para el uso de la infraestructura y Fieldwood está pensando utilizar la infraestructura del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2020 al 2023, entonces es por eso que ellos tienen previsto tanto tiempo. Es por eso.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aunado a que dicen que tienen también oportunidades exploratorias. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero lo tenemos documentado eso?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, está dentro del dictamen y dentro del documento de solicitud de modificación de PEP. Así lo dice tal cual y fue de las cosas que nos acercarnos con ellos para pedirles más detalle porque precisamente lo que veíamos es que el abandono en el tiempo pues lo vemos alejado. ¿No? Y esos son los argumentos que ellos nos presentaron. No podemos hablar de que sea algo ya tangible, de que tengan un acuerdo con Fieldwood o que vayan a tener algún éxito exploratorio, pero es parte de las justificaciones que presentan. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestra Frías.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si, doctora, Comisionados. También un poco argumentando respecto a lo que comenta el área de extracción. A nosotros también nos generaba esa duda porque finalmente siguen pagando el impuesto por la actividad a lo largo de esto. De hecho, si ven la evaluación económica los resultados son un poquito más negativos después de impuestos justo por este impuesto. Pero justo, se cuestionó con el operador y los argumentos que nos dieron fueron los que ya están aquí expuestos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Si, maestra Álvarez.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Buenas tardes Comisionados. Nada más para precisar. En este caso estaríamos hablando de dos procesos que si bien tiene toda la lógica como usted lo dice, la renuncia de la Asignación son procesos un tanto distintos. En este caso la modificación al plan propuesto es porque refleja la actualidad de la Asignación y el hecho de que ya no se van a ejecutar las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades que originalmente tenía previstas el asignatario. Mientras que la renuncia es un derecho del asignatario que deberá contar con una aprobación de la Secretaría de Energía para llevarse a cabo y entonces sí, iniciar un proceso para la renuncia de la Asignación y la conclusión formal de estas actividades.

Ahora bien, pudieran ser dos procesos que no necesariamente sean ni opuestos y que también se puedan llevar a cabo de forma paralela. Es decir, la modificación del Plan de Desarrollo pudiera reflejar la actualidad del área de Asignación mientras que se inicia el proceso de renuncia que finalmente, como se los comento, es un derecho al día de hoy del asignatario, pero nosotros bien podríamos recomendar que se lleve a cabo y se acelere dicho proceso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Qué hacemos? Comisionados, ¿qué hacemos?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Creo que estamos de acuerdo que son dos procesos, etc., pero no tenemos la información de los dos procesos. Claro, hay que hacer los dos. Pero es que estoy negociando con, ¿qué dijiste?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Fieldwood.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK. ¿Pero ya negociaste, ya tienes un contrato, ya tienes una intención? Entonces como que nos falta información, o sea, nos falta. O sea, no puedes decir voy a hacer esto por si acaso sucede. Está medio raro, ¿no? O sea, yo creo que tiene que hacer un plan un poquito más concreto y para eso hay que hablar con Pemex y decir, a ver, ¿dónde vas en tu proceso con Fieldwood? ¿Dónde vas en tu proceso de cambio de las condiciones de la Asignación con SENER? Yo lo veo incompleto para ser presentado, aceptando que son dos procesos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, considerando que el Compromiso Mínimo de Trabajo actual vigente contempla la perforación de un pozo, una terminación y una reparación mayor para el año 2016 y que evidentemente eso no sucedió, y considerando también que lo que el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignatario plantea es prácticamente la realización solo de actividades de mantenimiento para llevar a cabo los taponamientos y finalmente el abandono en los tiempos que están en pantalla, pues creo que la propuesta del doctor Moreira podría hacer sentido: retirar el tema. Finalmente, el asignatario lo que nos propone en pocas palabras es seguir sin hacer nada. Platicarlos con ellos para ver en términos, exactamente en qué términos está su planteamiento respecto de la negociación con Fieldwood. Y bueno solamente decir que lo que el asignatario manifestó fue una imposibilidad técnica para llevar a cabo antes las actividades de taponamiento y una imposibilidad también en términos económicos, que carecían pues del presupuesto para ello. Entonces yo creo que no hay ningún problema si tenemos una audiencia con ellos, si nos lo plantean y nos lo platican y posteriormente tomamos la decisión que corresponda. Yo estaría de acuerdo y creo que no hay ningún inconveniente en que este tema se levantara de la sesión del día de hoy.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que el espíritu de la ley con lo que nos leyó el abogado en el sentido de no actividad tiene que ver con la agregación de valor para el Estado. Entonces si tenemos una Asignación o un contrato que está en la etapa de extracción y no se hace nada, entonces actúa el artículo. Entonces le decimos al operador, “¿sabes qué? Regrésame la Asignación o el Contrato”. Pero aquí ya no hay más, ya se terminó y no hay realmente agregación de valor. Si ellos lo hacen en 2024, lo hacen en el 2022, realmente eso no tiene ningún efecto para el Estado como Estado, o sea, no como Pemex, Pemex es parte del Estado. Pero Pemex puede hacer sus decisiones en la mejor disposición de su Consejo de Administración y si ellos están esperando hacer una negociación con quien se llame, pues creo que eso no debe de ser una situación que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tenga que intervenir.

Entonces desde mi punto de vista yo no le veo ningún problema a que tal y como está la propuesta pues sea aceptada. Está muy raro, porque hay mucho tiempo en el que ellos van a tener gastos, gastos para mantener, gastos por todo lo que nos platicó hace rato la maestra Bertha Frías. Pero bueno, esa es una decisión de ellos y eso es un valor que realmente no está afectando al Estado, o sea, que finalmente es a quien representamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nosotros debemos de buscar ser los garantes de maximización de valor para el Estado y aquí el que lo hagan antes o después realmente no afecta para nada esa agregación de valor.

Entonces desde mi punto de vista pues lo veo raro, pero también creo que se comentó que hay ciertas negociaciones en las que no estamos enterados, pero tampoco creo que debamos de estar enterados. No estoy tan seguro, eso creo que es más una cuestión legal, a lo mejor ustedes podrían comentar más desde el punto de vista legal este tipo de situación. Porque si hubiera una situación legal que pusiera en riesgo por ejemplo la protección al medio ambiente, este tipo de cosas, pues entonces sí estaría visualizando el que el plan que nos presentan pues debería de anticipar esas actividades. Pero no lo veo, o sea, específicamente. Pero finalmente lo que diga la mayoría creo que se hace, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente nada más para aclarar. Hay gastos de operación. ¿Cuánto son esos gastos de operación?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Es poquito doctora el monto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Está en la lámina 19, es decir, la 20. Son 0.37 millones de dólares lo que dice ahí operación de instalaciones de producción.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Y también el término de ductos se sumaría porque ductos generalmente es el mantenimiento del ducto. Es 1.25 millones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Como poco más de un millón de dólares.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- De dólares, más el monto del impuesto que tendrían que estar pagando periódicamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, que hay un gasto finalmente en esto.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Si, hay un gasto al respecto.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Yo voy a hacer una contestación general. Primero, la plataforma lo que es Tumut-A se ocupa porque ya también lo aprobamos en el Plan de Desarrollo de lo que tenemos de Fieldwood, es donde van a derivar. O sea, ya tenemos ahí la salida y teníamos conocimiento que la estructura ligera marina de Pokoch y también lo que tenemos de Ichalkil deriva a lo que tenemos a Tumut-A, es lo que está buscando. Y también ahí sería esta relación de los tiempos que va a tener porque es la fase 1 que están derivando, porque es el punto neurálgico. Si no tenemos la plataforma que es Tumut-A, pues vamos a afectar la producción que vamos a tener de Fieldwood porque es por donde va a derivar. Ese es un punto por el cual tienen que dar mantenimiento a lo que es la plataforma Tumut-A y también al ducto para derivarlo ya posteriormente a lo que es tierra. ¿No? Lo que lleva a Choccol-A y después ahí hacia tierra.

Ahora bien, de aquí también está el tema de los supuestos de modificación. El tema de los supuestos de modificación también mandatan que ante una variación que tengan ellos en el anterior caso que era del 20% sobre la inversión, tenían que presentar la modificación. Ellos están cumpliendo en presentar esa modificación del Plan de Desarrollo porque no se tenía previsto o contemplado o guardado, si lo queremos ver así, ese monto para quitar los pozos, taponarlos y también dismantelar la plataforma. Entonces también es una obligación que está dando cumplimiento Pemex pues que propiamente lo mandatan los Lineamientos de Planes.

Ahora, lo que hay que ver posteriormente a eso es lo que mandata ya el Título de Asignación que es para el dismantelamiento de lo que es la infraestructura y pozos. Hay que verlos dos procesos. Uno, salvaguardar que tenemos ya un plan aprobado desde el 2018 por parte de Fieldwood en el término de que van a ocupar esa infraestructura, se tiene que dar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mantenimiento y se tiene que asegurar para que puedan derivar porque es la única salida que tienen al día de hoy. Y dos, posteriormente a este proceso, ver cuándo va a ser el tiempo y forma para el desmantelamiento tanto de infraestructura de ducto, plataforma y los propios pozos. Que también si vemos el título, no mandata la temporalidad. También ahí deja abierto en el que deberá o es una obligación que tiene para reacondicionar el área o la culminación de las actividades que tenía. Si bien no tienen actividades que se adhieren o se refieren a la extracción, sí tienen actividades operativas que necesitan sí o sí para poder dar continuidad también en este caso pues al arrendamiento que, si bien no han llegado a ese acuerdo operativo o de arrendamiento con Pemex y entre Fieldwood, pero sí se tiene que dar porque hay cabida ahí, que también así lo aprobamos en el Plan de Desarrollo que ya tiene la compañía Fieldwood al día de hoy.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esto nos lo están diciendo ahorita. Si no mal recuerdo, en Pol pasó algo similar. O sea, que había uso de infraestructura para otras Asignaciones en Pol-A, exactamente. Y entonces explícitamente nos lo presentaron cuando hicieron el Plan de Desarrollo. En este caso si nosotros no tenemos esta vista que nos acaban de comentar y vemos que hasta el 2024 van a usar, o sea, van a taponar y se van a deshacer de esa infraestructura, pues así solito yo la verdad digo no. Pero si ustedes ponen que de otras Asignaciones o de otros contratos van a utilizar esta infraestructura por ese tiempo y por eso tendrán que dar mantenimiento en esos años, es otra cosa. Eso no nos lo presentaron.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí. De hecho, ahí nada más para coadyuvar. En Pol ya confluyen si no mal recuerdo eran seis Asignaciones, pero que al día de hoy ya confluyen y tienen operación y todavía tienen producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, no, y nos fueron dando los tiempos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Aquí el tema es que si bien en el desarrollo de Fieldwood ya va a converger o en algún punto aprobamos que es el punto neurálgico donde va a poder derivar la producción, pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todavía están en este acuerdo todavía que van a tener para que puedan derivar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, pero hay otras.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Aquí en este caso solamente sería de lo que es Ichalkil-B que en algún momento se puso, también lo que es Ichalkil-A y van a confluir a lo que es Tumut, Tumut-A y ya después de ahí se van a lo que es Chuc-A. Entonces es el punto por donde pueden desahogar esa producción. En el caso de Pol eran seis o siete, si no mal recuerdo, que ya tenían al día de hoy operación, que ya tenían producción y también que el propio Pol tiene una producción. Esa es la diferencia, que aquí está en el supuesto que apenas se empezaría a utilizar la producción, en el otro ya está operando.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si, pero entonces otra vez. Entonces está muy mal presentado el caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, está mal presentado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, así como que de repente se sacan la carta de la bolsa no se vale. Si va a necesitarse, lo deberían haber puesto en la presentación. Si va a haber una entrada de un gasto externo por el uso de tus instalaciones, se debió haber presentado. Estamos hablando, y aquí lo propuso el doctor Néstor, de que la plataforma se moviera de lugar y que se dismantelara y que la tubería. Entonces estamos hablando de que se dismantela y por otro lado salen acá que siempre no, o se va a dismantelar o no se va a dismantelar. O sea, las dos cosas son correctas, las dos cosas están perfectas, nomás que tiene que ser presentado de otra manera. Si ustedes hubieran presentado diciendo esto no puede pasar porque está esto y va a haber estas entradas y en la parte financiera se están tomando en cuenta, pues estaría perfecto. Pero ustedes nunca hablaron de...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La utilización de esta infraestructura.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Exactamente, sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No hablamos de inicio y fue lo que se comentó en la crnología porque por eso hay ese periodo en el que se estuvo esperando porque se le consultó por escrito a Petróleos Mexicanos. Hicimos nosotros de la Dirección una consulta a Petróleos Mexicanos en el sentido de si tenían algún acuerdo ya o tenían programado algún contrato con Fieldwood para el manejo de esta producción por lo que comenta el ingeniero Julio. Estuvimos esperando y se tardaron como dos meses y su contestación y su manifestación por escrito es que no tenían actualmente ningún acuerdo y no visualizaban ningún acuerdo. Entonces en ese sentido hicimos nosotros la recomendación y el dictamen. Pero lo que sí tenemos nosotros también es que dentro de lo que se tiene programado y visualizado en los otros planes es que Fieldwood manifestó que en su alternativa tiene pensado salir por Tumut. Sin embargo, la respuesta que nos dio el operador por escrito es, dice: "yo no tengo ningún acercamiento y no tengo ningún acuerdo ni lo visualizo". Entonces en ese sentido hicimos el dictamen, pero sí existe la posibilidad porque en ese plan así lo tenía visualizado Fieldwood.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Y nada más para coadyuvar ahí. También si recordamos hay dos fases que tiene lo que es Fieldwood. En la fase 1 es donde sí derivan su producción a Tumut-A en lo que tienen las otras plataformas en producción, porque después se va a hacer un *bypass* donde ya no se va a utilizar esta plataforma de Tumut-A y se va a derivar la producción directamente a lo que es Ichalkil, que sería el centro neurálgico de proceso para que puedan derivar posteriormente a tierra que se va hacia Dos Bocas. Entonces tiene dos fases.

Por eso también esta temporalidad que tiene que se utiliza más mantenimiento del ducto, plataforma. Posterior a que ya no se utiliza porque ya la propia compañía puede derivar a una instalación de ellos y de ahí a Dos Bocas, es cuando ya se estarían desmantelando. Ese es también el tema que se tiene para el tiempo o la temporalidad que el día de hoy se está presentando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Pero previendo todo esto por eso hicimos la consulta por escrito al operador, donde le dijimos, “derivado de lo que tenemos planteado por Fieldwood, confírmame si tienes algún acercamiento o ya tienes algún tipo de acuerdo” y nos contestaron por escrito, por oficio, “no, no tengo ninguno y la estrategia que tengo actualmente – como lo comenta la licenciada Rocío –, la visión actual de la Asignación es esa que te puse en el plan” y es la que estamos presentando.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón, pero otra vez me quiero regresar al caso. Tú tienes dos alternativas, dos escenarios. El escenario 1 es yo voy a negociar con Fieldwood y voy a necesitar estos tiempos. Escenario 2, no voy a negociar, no le interesa y voy a tener que dismantlar todo. Son dos escenarios muy diferentes. O sea, nosotros no queremos afectar a Fieldwood ni queremos afectar a Pemex. Y además me dice, “y a lo mejor vamos a hacer exploración”. Pues bueno, ¿cuándo vas a hacer la exploración? O sea, está una serie de supuestos medio raros. Yo creo que, otra vez, para tratar de tomar una mejor decisión nos falta más información. No estamos diciendo que se rechace, no estamos diciendo que está mal, estamos diciendo no tenemos suficiente información y a la buena hay que presentárselo de esa manera a Fieldwood, que también que nos diga sí la vas a usar o no la vas a usar, pero dímelo desde ahorita o dentro de seis meses. Dime lo que a ti te convenga y trataremos de lo posible de ayudarte. Pero se me hace muy raro hacer esto, decir, oye, me voy a esperar cinco años a ver qué pasa.

Ahora, yo aquí quiero diferir un poquito. Si esta área tiene potencial, pues a la buena debería pasar por un proceso de licitación o debería de volvérselo a dar a Pemex como un área de exploración. Y demás el tenerla ahí es tener un dinero enterrado porque lo que está ahí tiene un valor. Entonces si lo vamos a dismantlar, bueno, ¿cómo? Si no lo vamos a dismantlar, tiene un valor darle mantenimiento. Se me hace que nos falta un análisis un poquito más detallado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Nada más para complementar. De hecho, el análisis se tiene porque se hizo con la parte de lo que presentó en el Plan de Desarrollo de Fieldwood. Como podemos ver en pantalla, ahí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se ve que son dos fases, una que va del 2020 al 2022 y este término es lo que tendríamos primero que va de la estructura ligera marina de Pokoch-1DEL, Ichalkil-2DEL hacia lo que es Tumut-A. Por eso también empata en los tiempos que se necesita esa infraestructura. Y obviamente también necesitamos ese oleogasoducto que va a derivar hacia Chuc-A. Es la primer fase donde tendríamos que estar viendo aquí el mantenimiento y también el acuerdo que se tiene que tener para emplear esa plataforma y el ducto.

Posteriormente, lo que tenemos en la fase 2 que ya se tenía aprobado en el Plan de Desarrollo, si le dan a la siguiente. Se hace todo lo que son la infraestructura y *bypass*, donde podemos ver que ahí ya no se va a utilizar a partir del 2023 al 2041, que es lo que tenemos en el proyecto de Fieldwood, ya la plataforma de Tumut-A. Entonces ya eso da la potestad de entonces sí poder ejercer las actividades para el abandono y desmantelamiento de esa plataforma y del ducto que se estaría llevando hacia las otras instalaciones. ¿Por qué? Porque tendríamos este *bypass* a mí lo que me que estaríamos de lo que es Pokoch-1DEL para derivarlo a lo que es Ichalkil-2DEL, que son las plataformas. Y de aquí también tendríamos Ichalkil-B a Ichalkil-A y de aquí podríamos derivar hacia donde tenemos Dos Bocas.

Entonces son dos fases que ya también teníamos aprobado previamente en el plan de Fieldwood. Si bien aquí no se toca, solamente se precisó el tema que nos ocupaba que era el acuerdo que se estaba teniendo todavía entre Fieldwood y Pemex. Sin embargo, ya se tenía aprobado en el Plan de Desarrollo de Fieldwood y solamente es precisar eso porque es la única forma en que podemos derivar esa producción y eso obedece también a la temporalidad que tenemos ahí para el desmantelamiento de la infraestructura.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA:- ¿Qué les parece? O sea, mi propuesta sería bajar el tema. De todas maneras, tenemos unos días para noviembre, todavía tiempo para subirlo, sobre todo para precisar la resolución. En la resolución no viene nada referente ni a la posible oportunidad de utilizar la infraestructura, o sea, nada de las consultas, nada de lo que nos acaban de comentar. Entonces creo que sí vale la pena hacer todas las precisiones que se han hecho el día de hoy y es con el fin



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de tener un voto digamos sustentado en lo que viene en la resolución. Cuando menos yo sí propongo bajarlo a reserva de lo que digan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría dejar claro mi postura. El día de hoy el tema es el Plan de Desarrollo para la Extracción, una modificación para Tumulucá. Entonces aquí en esta modificación del Plan de Desarrollo no tiene que venir necesariamente qué van a hacer con la infraestructura, si la van a rentar o la van a cambiar. Eso no es parte del plan de modificación. Entiendo que quisieran tener o quisiéramos tener más información para la gente que nos escucha. ¿No? Pero desde el punto de vista legal yo no le veo ningún problema el que los taponamientos los den hasta cierta fecha porque finalmente no agregan valor o le quitan valor al estado.

Si fuera producción (compartida), sí yo diría no podemos dejar una Asignación sin hacer ninguna actividad que nos haga perder producción o que nos haga perder valor. Aquí si los taponamientos son antes o después, finalmente no afectan nuestra atribución que es revisar que los planes maximicen valor. Entonces yo que no le veo maximizar valor. Yo lo que sí le veo es cierta pérdida a Pemex en algunas cuestiones que tienen que ver con el mantenimiento, pero por otro lado también hay beneficios como los que acaban de mostrar ahorita de ciertos cobros que le van a hacer a otros operadores o entre ellos mismos en otros activos. Entonces yo no sé, el planteamiento es que en un cambio de plan no tienen que venir a decirnos operadores qué van a hacer con las instalaciones. ¿No? Si las van a rentar, si las van a vender, si las van a licitar. Eso no es parte del plan, que creo que es el fondo o lo que nosotros queremos tener para poder nuevamente plantearlo en Órgano de Gobierno y votarlo en una forma más enterada. No sé si eso es, así lo estoy leyendo yo. Si es así, yo plantearía que de una vez votáramos, pero no sé si no estoy entendiendo bien la postura.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, bueno, cuando menos mi postura la voy a aclarar. Es se está, desde el punto de vista técnico nos hacen saber que el área, un poco por el proceso que siguieron una vez más, no tiene oportunidad de ser desarrollada. Por lo tanto, decidió el operador parar actividades de explotación que pues es posible y por lo tanto trae una modificación a su plan para abandonarlo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El abandono, bueno, ahí desde el principio yo dije que nos dejan en reservas 3P, no es posible en dejar en reservas 3P. Tendrían que dejarlo, o sea, y nosotros exigir que esto pasa a recursos contingentes y las actividades para el abandono tendrían que ser. O sea, nosotros no podemos, bueno, desde mi punto de vista no podemos aprobar un plan en que el abandono es cinco años después porque desde mi punto de vista sí hay una pérdida de valor económico. O sea, estaríamos aprobando que el operador siga digamos erogando cierto dinero por cinco años sin tener ninguna actividad que se está justificando en un plan.

Entonces desde mi punto de vista no hay lógica de que nosotros aprobemos un plan, una modificación en un plan sin tener una producción o una actividad justificable en esta modificación que nos están trayendo a la mesa dado que nos están poniendo que después de cinco años harán su taponamiento y su abandono de instalaciones y para eso tendrán una erogación de cierto dinero, puede ser poco o mucho, pero dentro de cinco años lo harán. Podría haber una justificación en la cual en esos cinco años podrán hacerlo, más allá de lo que pueda decir. Entonces si a mí me dicen, oye, yo voy a hacer, te presento un plan de ciertas actividades que voy a hacer, donde voy a gastar, pero hasta dentro de cinco años lo haré. O sea, esa es la lógica, yo lo veo ilógico desde mi punto de vista y por eso si me lo presentan yo lo votaría negativo. No sé.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, como decida el doctor Moreira. A ver, lo que yo digo es que no podemos asumir que va a haber un acuerdo entre PEP y Fieldwood. Lo que sabemos es que Fieldwood presentó su Plan de Desarrollo que fue aprobado por este Órgano de Gobierno y que en ese plan se prevé la utilización de esta infraestructura. Pero ese sí es un tema que compete a estos dos operadores. Los tiempos que están acá previstos tienen eso en mente digamos y por eso es el horizonte de tiempo que ciertamente se ve extenso, pero tampoco podemos asumir que van a llegar a un acuerdo. Entonces, digo, para mí no hay inconveniente. Si quieren votarlo así, creo que yo estoy en condiciones de votarlo. Si prefieren bajarlo y hablar con PEP para que nos explique esto que aquí se ha discutido, también lo podemos hacer. Yo no tengo inconveniente en ninguna de las dos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo voy a pasar aquí lo que yo sentí. Yo sentí con la información que ustedes nos presentaron, yo creo que hay que rechazarlo. ¿OK? Después a la hora que entramos a la discusión salieron elementos nuevos, elementos que salieron porque empezó la discusión. Que lo que habíamos aprobado lo de Fieldwood, que había una posibilidad que llegaran a un acuerdo, que además se usara para otro campo, etc. Eso no estaba en la presentación original.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ni en el dictamen.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces, a medida que hemos ido avanzado, hemos ido recogiendo más información y eso es lo que nos ha hecho vuelta y vuelta y vuelta y vuelta. Ahora, yo sí creo que si se planteara de esta manera, decir, mira, esto lo estamos poniendo así ante la posibilidad de que haya un acuerdo con Fieldwood. Si no hay un acuerdo con Fieldwood en el plazo perentorio que decida Pemex, se va a adelantar porque ya no hubo acuerdo y ya no hay necesidad de seguir. Entonces tiene que ver con la lógica de Pemex. Si no va a haber acuerdo, ¿para qué hacer esto? Si sí va a haber acuerdo, tiene toda la lógica del mundo. Entonces, ¿cuándo vas a tomar esa decisión?

Entonces yo sí creo que hay un escenario en el cual esto es lo correcto, pero no fue el escenario que se presentó, fue un escenario que se descubrió después. Entonces si pudiéramos tomar una votación diciendo que se le va a pedir a Pemex que decida en tal o cual paso qué va a pasar con esta relación con Fieldwood, bueno, pues entonces en función de eso hay escenario A y escenario B y ya hemos aprobado esas cosas antes. Entonces si no va a haber acuerdo, esto no procede; si sí va a haber acuerdo, esto sí procede. Pero se me hace que es una cuestión de la lógica de la presentación. Decir, mira, ahorita Pemex no está en situación de tomar una decisión definitiva porque no ha terminado su negociación. Suena bien lógico. Nomás que entonces cuándo va a tomar esa decisión Pemex y Fieldwood, porque se tiene que sentar o cuándo se va a ver el futuro de las otras interconexiones y entonces sí, esto que estamos poniendo aquí es uno de los escenarios que se puede dar.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Y creo que también en esa línea, cabe analizar para efectos de una posible siguiente presentación. La diferencia entre lo que sería una presentación de una modificación de un Plan de Desarrollo o una recomendación más bien de que proceda el abandono en términos del Título de Asignación sin requerir modificación del Plan de Desarrollo. Lo que creo que es valioso aquí es analizar si en el marco del abandono cómo se allegarían de recursos para esos efectos. Eso es lo valioso de un Plan de Desarrollo que ya contemple las actividades de abandono que hasta la fecha es algo muy reciente, que en el caso de los Contratos tenemos un fideicomiso, pero el caso de las Asignaciones no hay una previsión presupuestal dentro de Petróleos Mexicanos para resolver estos casos. Entonces pareciera ser que el punto a destacar es que ahora sí Pemex está considerando dentro de sus Planes de Desarrollo de estos campos marginales el recurso para el abandono.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, eso también lo comentamos, que lo que comentaban ellos es que no tenían ni disponible el barco, ni disponible los recursos y por eso hicimos la consulta. A ver, ¿tienes algo con Fieldwood? No. ¿Tienes los recursos? Me dicen, “no tengo recursos para abandonar y los tendría hasta esa fecha”. Entonces en esa temática fue la que hicimos la presentación, pero sí tiene – como bien lo comentan – algunos supuestos en los que dicen ellos puedo meter algún descubrimiento nuevo, puedo llegar a algún acuerdo con Fieldwood. Yo creo que podemos complementar esa parte para ponerlos, como bien lo comentan, como escenarios. Pero las acciones que haríamos para poder tener con claridad y poderlo presentar con claridad con todos estos aspectos que se comentan, traeríamos a comparecer al asignatario y que nos confirme si realmente va a tener los recursos económicos para poder abandonar incluso en el 2025.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Digo, si están de acuerdo creo que lo más adecuado sería bajarlo, no tomar una votación, para efectos de hacer esta comparecencia, precisiones en el dictamen y en la resolución y lo volvemos a presentar en una siguiente sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo hice una pregunta hace rato que si había alguna cuestión legal que estuviera involucrada en donde nosotros pudiéramos exigir a un operador a que haga los taponamientos o los abandonos en cierto tiempo. Si lo hay, sí, pero si no hay y le pedimos que nos diga cuál van a ser las negociaciones, eso no es parte del plan. Eso ya es parte de lo que ve el Consejo de Administración del operador. Entonces nuevamente hago la pregunta. Realmente sí tenemos algún fundamento legal para decir no podemos aceptarlo tal y como está y el operador nos tiene que venir a decir si va a tener el dinero, si va a tener la posibilidad de hacer con Fieldwood alguna negociación. ¿Tenemos esa atribución legal?

Digo, porque si no, pues finalmente vamos a llegar a lo mismo dentro de otra sesión a tener lo que hay. Creo que nos dieron más información dentro de todo lo que nos plantearon de la que realmente incluye un Plan de Desarrollo, que fue lo que yo creo que comentó aquí la Secretaria Ejecutiva en el sentido de que sí hay que delimitar bien qué debe tener un Plan de Desarrollo. Y las negociaciones, ¿pues eso cómo las vamos a exigir? ¿Lo haremos igual con todos los operadores o tenemos ahorita cuidado porque es Pemex y está gastando de más? Porque finalmente si gasta Pemex o gasta cualquier operador, pues es el gasto de ellos. ¿No? No afecta al Estado, a la agregación de valor al Estado. Esa ha sido mi postura. Pero no sé, ¿hay algo que nos ayude a avalar esta postura?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada. Si, respondiendo a la pregunta, efectivamente, bueno, las actividades de abandono son parte de la actividad de extracción, desde la definición legal y están contempladas en los Planes de Extracción. Es decir, sí existe una obligación para el operador de contemplarlas. Recordemos que los planes, todos los planes que se presentan pues son propuestas del operador que nosotros aprobamos. Entonces si nosotros consideramos que la propuesta sea adecuada, pues la aprobamos. Pero en el sentido que comenta Comisionado, pues no, no tendríamos alguna atribución específica para nosotros decirle al operador cómo llevar a cabo estas actividades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este caso, del análisis jurídico que se hizo de esta propuesta, nosotros consideramos que, digamos, los elementos jurídicos están presentes. Yo lo que entiendo es que esta información adicional de la cual sí tenemos todas las atribuciones para solicitar al operador lo que nosotros consideremos conveniente, esta información sobre los acuerdos puede tener efectos o puede ayudarnos en aspectos que no son estrictamente jurídicos, a tener información sobre pues de dónde van a venir las erogaciones que va a hacer Pemex, etc. Estrictamente no es algo que debamos de ver desde el punto de vista legal, pero por lo que entiendo pues puede aportar información para tomar otras decisiones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿En cuanto a los tiempos?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- En cuanto a los tiempos, pues lo que comentaba. ¿No? Va a haber erogaciones de aquí hasta el 2023 y si tenemos un acuerdo pues esas erogaciones probablemente pues vengan del acuerdo que celebre con Fieldwood, porque Fieldwood pagará a Pemex por el uso de su infraestructura. Pero estrictamente no es algo que legalmente tengamos que supervisar nosotros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si quieren votamos. No, digo, si quieren votamos. Yo voto contra.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo voto a favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si estás en condiciones doctor Moreira de votar.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo voto en contra.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dos en contra.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo a favor. Serían dos, dos. Decide la doctora.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La doctora decide.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En contra.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Hubiera preferido retirarlo, si todavía se vale. Porque otra vez, a mí me da la impresión que tomar la decisión en favor y en contra implica que conoces los elementos. Yo siendo que no conocemos suficiente los elementos. Yo preferiría solicitar al Órgano de Gobierno que, en lugar de votar, que sencillamente lo pospongamos lo suficiente para tener una comparecencia en este caso con el asignatario y entender exactamente cómo está la cosa, que fue lo que yo me sentí medio perdido. Entonces más que votar en contra, es que votar en contra es como decir que esto está mal hecho. Puede ser que esté muy bien hecho, lo que pasa es que no tenemos la información para tomar la decisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, todo lo que nos dieron no están los elementos para que nosotros votemos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi planteamiento es que es información que no es parte del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para mí sí, por eso es que mi voto es en favor. Por eso era tan importante pues hacer los comentarios.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Propongo que se vote si lo posponemos. En lugar de aceptar o rechazar, es aceptar o posponer. ¿Se vale?

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Retirar el tema.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Retirar el tema, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que es lo mismo, queda lo que diga la doctora porque finalmente dos, dos, pues ella decide.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, yo sí propondría que se retirara para tener los elementos y que fuera presentado de una mejor manera, no como lo presentamos en esta sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-
Entonces el acuerdo podría ser retirar el tema, retirar el tema y que se
presente en una siguiente sesión con más elementos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK."

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

ACUERDO CNH.E.61.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I y III de la
Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia
Energética, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
acordó retirar el tema para ser analizado en una sesión
posterior.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Treviño-2001EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con
la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Héctor Silva
González, Director General Adjunto en la Dirección General de
Autorizaciones de Exploración.

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

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

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO
HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. En



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esta ocasión traemos para su consideración la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Treviño-2001EXP del operador petrolero Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. En la siguiente diapositiva.

Lo que podemos observar es el fundamento legal para la autorización de perforación de pozos, la cual se basa en la Ley de Hidrocarburos que faculta a la Comisión para emitir las autorizaciones de perforación de pozos; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde se establecen las atribuciones de los Órganos Reguladores; el Reglamento Interno de la CNH, en donde se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales de esta Comisión; y los Lineamientos de Perforación de Pozos, en donde se establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de pozos.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es los datos generales del pozo. El pozo pertenece al contrato CNH-R02-L03-BG-02/2017 firmado el 8 de diciembre del 2017 bajo la modalidad de licencia entre el consorcio Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. y Verdad Exploración México, S. de R.L. de C.V. y la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Su vigencia es de 30 años a partir de la fecha efectiva y considera el área contractual BG-02, la cual está ubicada en el estado de Tamaulipas y cubre parcialmente los municipios de Río Bravo, Valle Hermoso y Matamoros. Geológicamente se ubica dentro de la Cuenca de Burgos.

La clasificación del pozo es 103 pozo exploratorio en un nuevo yacimiento. Tiene como objetivos geológicos el Oligoceno dentro de las secuencias FM-19 y FL-09 que van de 2,473 a 2,487 metros verticales bajo mesa rotaria de la formación FM-19 y 2,767 a 2,792 metros para la formación FL-09. El tipo de hidrocarburo que se estima con la perforación de este pozo es gas y condensado de 55 grados API. Las presiones y temperaturas de los objetivos son de 74 y 83 °C para la formación FM-19 y FL-09 y de 4,266 y de 3,825 psi para las mismas formaciones respectivamente. El pozo es vertical con una profundidad total programada de 2,984 metros verticales bajo el nivel del mar. Para la perforación se estiman 15 días del 2 al 16 de diciembre y 8 días para la terminación del 16 al 24, con un costo de 2,500,000 dólares aproximadamente, siendo para la perforación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aproximadamente 2,088,000 dólares y la terminación de 459,000 dólares. Este pozo se va a perforar con un equipo terrestre de 1,000 caballos de potencia con capacidades de mástil y estructura de 500,000 libras y un sistema de preventores de 10,000 psi.

En la parte derecha lo que podemos observar es el mapa, la ubicación del pozo que está en el centro del área contractual con los límites, las distancias del pozo. Al Norte, siendo 2.1 km, al Sur 4.7 km, al Este 10.5 km y al Oeste 11.9 km. Recordemos que este pozo es vertical y por lo tanto no habría problema de que se saliera dentro del área contractual. Los principales pozos de correlación del pozo Treviño son los pozos Treviño, precisamente porque está ubicado dentro del campo Treviño. Este campo lleva en explotación desde el año aproximadamente 1950, entonces los pozos son viejos. Son los pozos Treviño-402, Treviño-403, Treviño-123, Treviño-420, Treviño-110 y Treviño-107 los principales pozos que se utilizaron para la correlación. Con la perforación de este pozo se estima un recurso prospectivo de 5.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 60%.

En la siguiente diapositiva lo que se puede observar es el tipo de trampa, la cual es una trampa estructural. Si se le pueden cambiar a la diapositiva. Es una trampa de tipo estructural. Es un anticlinal muy suave. En la parte derecha se observa el mapa estructural de la cima del objetivo primario, que es la arena FL-09. Es un anticlinal que va con orientación al Noroeste-Sureste. El punto en amarillo es el pozo, el pozo Treviño-2001EXP. Es básicamente tiene cierre casi en todas sus direcciones, excepto hacia el Este es cierre contra falla. Pero básicamente es un anticlinal con cierre propio y al Este cierre contra falla.

En la línea sísmica se pueden observar los pozos de correlación, el Treviño-111, el Treviño-306DEL, Treviño-420, Treviño-305DEL y Treviño-212 y en el centro el pozo Treviño-2001EXP con sus objetivos. El objetivo primario, que es la arena en este caso exploratoria, es la arena FL-09 y la secuencia FM-19 que también es un objetivo, pero este objetivo es secundario del pozo. En la siguiente diapositiva lo que podemos observar es propiamente ya el diseño del pozo.

En la parte izquierda observamos la columna geológica, en la parte central el estado mecánico, es un pozo muy sencillo, son solo dos tuberías de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

revestimiento. Y en la siguiente track lo que podemos observar es la ventana operativa, la presión de poro que está en rojo, la línea negra que es la curva de densidades programadas para la perforación del pozo, la curva roja, bueno, un poco guinda es la de inicio de pérdida, la azul es la curva de fractura y la rosa es la curva de sobrecarga. Son dos tuberías de revestimiento. La primer tubería de revestimiento es una de 9-5/8", una tubería de revestimiento de diámetro 9 5/8", J-55, 36 #/p asentada a 500 metros. Es la tubería superficial, cuyo objetivo es aislar los acuíferos superficiales y permitir la instalación del sistema de preventores para la perforación de la siguiente etapa. La siguiente tubería de revestimiento es una tubería de diámetro 5 1/2", grado N-80, 17 #/p, rosca BCN asentada hasta la profundidad total de 3,005 metros desarrollados.

En la siguiente diapositiva lo que podemos observar son los elementos de evaluación, el cumplimiento del artículo 32 de los Lineamientos de Perforación de Pozos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Por lo que respecta al 32 de los Lineamientos de Perforación de Pozos, se verificó cada uno de los requisitos que se establecen en el artículo 27, los cuales dan respaldo y soporte técnico para la selección del diseño del pozo. Y se verificó la acreditación de los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos, así como de los elementos que preserven la integridad del pozo durante su ciclo de vida. Este pozo está considerado en el Plan de Exploración aprobado por medio de la resolución CNH.E.11.004/19 del 25 de febrero del 2019. Este está considerado dentro del Plan de Exploración.

Por lo que respecta al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores, con la perforación de este pozo se acelerará el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Y en caso de que sea exitoso, se contribuirá a la reposición de reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y en ambos casos, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración verificó que se utilizara la tecnología adecuada para la perforación de este pozo. Esto es todo Comisionados:

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Silva. ¿Algún comentario? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Podríamos poner la lámina 6 por favor. La lámina 6 nos presenta el diseño del pozo y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tiene solamente dos tuberías de revestimiento, la TR de 9 5/8" que llega a 500 metros y después hasta el 2,984 que es una TR de 5 1/2". Definitivamente creo que el veredicto que ustedes están dando o el análisis que están dando es correcto. O sea, realmente la integridad está pues muy bien. ¿No? Pero yo creo que una de las recomendaciones posibles para los operadores, aunque este caso es de licencia, como que no nos deberíamos preocupar porque ellos gastan, pero creo que sí tenemos que hacerlo, es que no incrementaran tan fuerte la densidad del lodo. La incrementan, luego que bajan la primera tubería de 9 5/8", se van incrementando muy fuertemente la densidad y eso significa un detrimento en el ritmo de penetración.

No podemos, no es algo que vaya en contra de los lineamientos, eso simplemente una recomendación de que ojalá pudieran ir más cercano a la presión de poro que es la roja, de tal forma que pudieran maximizar el ritmo de penetración y bajar los costos. Y esa es nuestra función como Comisión Nacional de Hidrocarburos, ser los socios de los operadores de tal forma que podamos en algún momento dar recomendaciones en el sentido de algo que pudiera hacer que bajaran los costos. Entonces yo creo que subirlo a 1.15. Viene de 1.05 a 1.15. ¿No? De ahí de 1.15 no se alcanza a ver, pero lo llevan como a 1.3. ¿No? Después en poquitos metros, hasta 1,000 metros, ya andan como 1.5, siendo que las presiones de poro son mucho más bajas. Cuando la presión de lodo es muy alta, no permite que los recortes de la barrena rápidamente puedan moverse hacia la superficie y eso reduce el ritmo de penetración. Pero me parece que es muy correcto lo que ustedes concluyen, pero a lo mejor sí sea conveniente hacer este tipo de comentarios al final, que seguramente ustedes lo vieron, pero no lo plantean porque finalmente alguien puede decir, "bueno, eso qué importa, si es un contrato de licencia, que hagan lo que se les pegue la gana". Pero creo que debemos de cuidar también a los operadores. ¿No? Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.61.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Treviño-2001EXP.

ACUERDO CNH.E.61.004/19

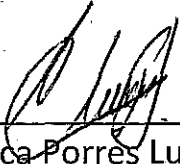
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Treviño-2001EXP.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:38 horas del día 15 de octubre de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Sexagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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


Alma América Porres Luna
Comisionada


Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

