



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

NOVENA SESIÓN ORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:30 horas del día 23 de mayo del año 2023, se celebró la Novena Sesión Ordinaria de 2023 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez y Salvador Ortuño Arzate, así como del Secretario Ejecutivo Guillermo Alberto Lastra Ortiz.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida, 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.

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

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, presentada por Pemex Exploración y Producción.

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large checkmark and the initials "C.A."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.2 Programa de Transición relacionado con el Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción.
- II.3 Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. de los campos Parritas, Zona norte y Galaneño asociados al contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.
- II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Pajtsu-1EXP., solicitada por Pemex Exploración y Producción.
- II.5 Solicitudes para participar en foros y eventos públicos.

El Secretario Ejecutivo y el titular de la Unidad Jurídica, presente en la sesión, hicieron constar que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades de este Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil, presentada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Horacio Andrés Ortega Benavides, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.
HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Gracias Comisionados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

En la siguiente lámina podemos ver el objetivo de esta modificación, la cual consiste en el planteamiento de una nueva estrategia de explotación, principalmente en un proyecto de recuperación secundaria de inyección de agua en la parte sur del campo, así como también en actualizar actividades de desarrollo, de inversión y todo lo que es el Programa de Aprovechamiento de Gas.

Podemos observar en esta lámina que la presentación de la modificación de este Plan de Desarrollo, Pemex Exploración y Producción la ingresó a esta Comisión el 24 de marzo de 2023 y el día de hoy se está presentando ante este Órgano de Gobierno. En la figura de abajo podemos observar que esta asignación se encuentra aproximadamente a 120 kilómetros de Ciudad del Carmen en el estado de Campeche y podemos observar que esta área naranja es todo el yacimiento y en la zona sur el operador pretende desarrollar el proceso de recuperación, el cual consiste en una plataforma y cinco pozos inyectoros de agua. El área de esta asignación es de 107 kilómetros cuadrados. La vigencia es de 20 años a partir del 13 de agosto. Tiene permisos para explotar en lo que es el Cretácico. Es una asignación que produce un aceite pesado que oscila entre los 9° y los 11° API.

En la siguiente lámina podemos observar las etapas de desarrollo del campo. Como antecedentes, tenemos que este campo se descubrió con los pozos Ayatsil-1 y el Ayatsil-1DL en el yacimiento Cretácico en el año 2007 y 2008. Posteriormente para el año 2015 inicia el desarrollo del campo, implementándose lo que es el sistema de bombeo electrocentrifugo en el pozo Ayatsil-1DL y alcanza su máxima producción que es aproximadamente de 110,000 barriles por día con 29 pozos productores. En la etapa 2, que comprende del año 2020 a la actualidad, se observa un decremento en la producción. Esto es principalmente al comportamiento operativo de todo lo que son los equipos BEC y esa curva de aprendizaje que mencionó el operador.

En la siguiente lámina se hace una comparación en lo que refiere el plan vigente con la modificación propuesta. Para el periodo 2020-2022, el operador queda a deber 43 millones de barriles. Sin embargo, en el periodo 2023 al límite económico de la asignación, está ofertando 74 millones de barriles adicionales a lo que tiene al plan vigente. En lo que refiere al gas para el mismo periodo de

Handwritten marks: a large checkmark, a circle with a dot, and some scribbles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2020 al 2022, el operador tiene una diferencia de -5.03 miles de millones de pies cúbicos. Y para lo que es del año 2023 al límite económico de la asignación, está ofertando 10.77 miles de millones de pies cúbicos adicionales al plan vigente.

Respecto a lo que es la inversión, el operador dejó de ejercer 170 millones. Esto principalmente a que no desarrolló todos los pozos que tenía considerados en el plan vigente. Y para lo que es el periodo 2023 al límite económico, necesita una inversión adicional de 5,490 millones de dólares, lo cual principalmente está dado en lo que es la infraestructura del proceso de recuperación secundaria. En lo que es el plan, la propuesta del Plan de Desarrollo, el operador pretende realizar 18 perforaciones y 18 terminaciones. 5 de ellas son en pozos inyectores de agua, 20 reparaciones mayores, 2,436 reparaciones menores, 3 ductos y 3 instalaciones.

En la siguiente lámina, se observa lo que es el costo total del proyecto, el cual es de 20,408 millones de dólares y está ofertando recuperar 1,375 millones de barriles con 158 mil millones de pies cúbicos con un VPN después de impuestos de 5,555.35 y un VPI de 4,796 millones de dólares con una relación VPN/VPI después de impuestos de 1.16. La justificación de esta aprobación es porque con este proyecto el operador pretende recuperar 1,375 millones de barriles y 158 miles de millones de pies cúbicos de gas, con lo que alcanzará un factor de recuperación del 35% en aceite y en gas.

Resultado de este análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la asignación A-0032-2M del Campo Ayatsil presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia o se apruebe una nueva modificación. Eso es todo lo que traemos Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias maestro Horacio Andrés Ortega Benavides. Yo quiero nada más decir que este es uno de los proyectos más grandes que hayamos tenido en estas sesiones, así es que vale la pena revisarlo en esta ocasión. Por favor, Comisionado Héctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, muchas gracias. En la página 5 por favor. Aquí yo tengo una duda. Si nosotros nos vamos a lo que es lo real y lo comparamos con el plan vigente, pues en el 2021, 2022, 2023 está a menos de la mitad de lo pronosticado. Entonces aquí la pregunta es, bueno, eso obviamente a nosotros nos lo reportaban cada mes, ¿entonces, por qué les pasó esto?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Principalmente hay una diferencia entre lo que son las perforaciones que tenían ellos programadas con lo que realizaron y después también hubo problemas en lo que fue esta parte de la pandemia. Hubo equipos que se les pararon, equipos BEC. Y la logística de hacer una reparación menor con equipo en mar, pues lleva tiempo. Entonces hubo problemas de logística y tuvieron que tener equipos ahí sí con cierta... no operando durante cierto tiempo. Y este campo depende de este tipo de equipos, todos los pozos operan con BEC.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahora, si me permiten continuar en la misma liga, si nosotros vemos el volumen, el Plan de Desarrollo decía que iban a estar sacando 138 millones de barriles y sacaron 95. O sea, 40 millones de barriles menos. ¿Cómo afecta eso la rentabilidad del proyecto ahorita? O sea, no del plan nuevo que presentan, sino del plan anterior que presentaron.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Como lo comenta el ingeniero, no tenemos ahorita ese dato, pero lo que le podemos comentar es que lo que vemos es que no se llevaron a cabo todas las perforaciones. Entonces también tenían ellos cierta afectación, como lo comentaron, por la pandemia porque tuvieron equipos que se pararon, no había disponibilidad para poderlos reparar de forma inmediata. Pero eso sí debe de estar afectando parte de la rentabilidad, pero también no se han hecho todas las inversiones que se tenían estimadas. Y otro de los factores más importantes que tiene en la reducción de la expectativa del volumen es precisamente el comportamiento del yacimiento. Por eso ahora ellos van a buscar implementar un proceso de recuperación secundaria para inyectar agua y que les ayude a mantener la

✓
⊕
C. A.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presión y pues esto ayude a la larga a lograr los objetivos de producción de este nuevo planteamiento.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página que sigue, en la página 6, si nosotros lo vemos, pues se ve realmente muy bien. O sea, el valor presente neto entre el valor presente de la inversión después de impuestos es 1.16, o sea, se ve muy optimista, pero ustedes dijeron una frase al presentarlo, que esto era el proyecto completo. ¿Quiere decir que agarramos el anterior y el nuevo o nada más la modificación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No. Nada más es la proyección de la aprobación que se haría en este momento hacia adelante. No se está haciendo una evaluación concurrente de todo el proyecto. Nada más se está estimando el volumen que se va a recuperar como incremental hacia adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, nosotros solamente podemos aprobar el futuro, no podemos aprobar el pasado. Entonces desde el punto de vista que mencionas tú, pues se ve muy bien lo que están presentando. Mi única duda me queda es cómo se vería el proyecto completo, pero no sé si habría que hacer el cálculo después.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Podemos comentarlo con nuestra área de evaluación económica y buscar ver cómo se ve en una evaluación concurrente la parte real con la futura.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Yo creo que en este caso, particularmente en esta inversión de 20,000 millones de dólares, vale la pena no como la presentación principal, pero sí como referencia dos cosas. Uno, el proyecto anterior, porque obviamente aquí no venimos a autorizar el pasado, venimos a revisar el futuro. Pero sí tener una referencia a la vista de lo que sucedió, porque esto es una modificación al plan. Entonces es bueno tener la referencia del plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Y dos, si con base en el plan anterior no se alcanzaron las metas de extracción, pero tampoco las de inversión, es bueno ver. Porque aquí lo que revisamos y se autoriza son proyecciones y son pronósticos, está bien, pero entonces sería conveniente cuando viene una modificación ver realmente cómo se ajustó. Como lo ha mencionado muchas veces el Comisionado Néstor, bueno, la actividad petrolera es dinámica y no se apega al 100% al plan. Un plan es eso, un pronóstico que después se tiene que ajustar a la realidad. Entonces ver qué pasó en la realidad en todos los casos, pero cuando se habla de estas cantidades, estas magnitudes, pues sí debemos de tener todos los cuidados posibles de aquí en adelante por favor. Adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Pues me sumo también a esta idea de que este es un proyecto de los más importantes, ya estamos viendo aquí las cantidades de inversión que se van a tener, y además rentable. Podríamos regresar a la lámina anterior por favor.

Aquí el maestro Benavides hizo unos comentarios, en la parte de arriba donde está el gasto de producción, dijo en el periodo 2020-2022 nos quedaron a deber 43 millones de barriles y ahora de 2023 a 2062 nos están ofertando 74.43. Entonces quisiera tomar esos verbos porque creo que necesitan una explicación adicional. Primero es que estamos ante el caso de una modificación a un Plan de Desarrollo. Esto ya tiene un Plan de Desarrollo, como ya todos lo tenemos claro después de las primeras preguntas del doctor Moreira, y ese Plan de Desarrollo fue basado en el mejor conocimiento que tenía el operador en ese momento y con todos los planes de las actividades bajo supuestos de poder contratar, de poder llevar a efecto la actividad en el campo.

Desafortunadamente, no es afortunado o desafortunado, es un hecho que siempre hay cambios como lo acaba de mencionar el Comisionado Presidente. ¿Por qué? Pues porque a veces en la actividad no se puede contratar o porque el yacimiento no se comporta como se pensó que iba a comportarse, porque en la medida que vamos explotando el yacimiento tenemos más información y eso lo que nos genera es un Plan de Desarrollo dinámico, ¿qué significa dinámico? que va cambiando en el

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner, including a large checkmark and several initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tiempo, entonces es normal que vengan y nos traigan nuevos Planes de Desarrollo.

Entonces yo no diría que nos quedaron a deber 43.35 millones, porque como que suena a lo mejor el verbo en el sentido de que fallaron en algo, pues simplemente no se cumplieron las premisas que ellos habían planteado, entonces dejaron de producir esa cantidad de acuerdo con el plan, pero no quiere decir que lo hayan hecho mal tampoco desde el punto de vista de la actividad, sino que eso es lo que reporta el dato que dejaron de producir de acuerdo con el Plan de Desarrollo anterior: 43 millones. Entonces ahora vienen con un nuevo plan y lo que observamos fundamentalmente es que ya están implementando un procedimiento de recuperación secundaria, que es la inyección de agua, se observa que el operador está viendo cómo poder maximizar el valor de este campo, de este importante campo y entonces plantea la inyección de agua, y esto genera un nuevo Plan de Desarrollo con más inversión, pero también más rentabilidad.

Hay una lámina en donde se ven los pozos que se van a utilizar como inyectores de agua y aquí hay que mencionar que este es un campo que está ahí. Ustedes pueden ver ahí la parte naranja en donde está el yacimiento y los pozos hasta la parte sur abajo que serían los inyectores. Habría que comentar que este yacimiento es de aceite muy pesado, es de 9° a 11° API. La densidad del agua es de 10° API, entonces en algunas partes es más denso que el agua, o sea, si lo pusiéramos en un matraz, pues se iría para abajo el aceite y para arriba el agua. Eso no es algo normal en todos los yacimientos que hemos tenido en México, entonces se trata de un yacimiento complejo de explotar. Y cuando se inyecta agua a los yacimientos, hay que tener mucho cuidado por la posible canalización porque el agua tiene mayor movilidad que el aceite y entonces el proyecto tiene que tomar en cuenta esto y lo está tomando porque miren, los pozos están bastante alejados del yacimiento. Entonces va a represionar el acuífero y el acuífero al parecer de acuerdo con sus pronósticos va a hacer un empuje pues homogéneo.

Entonces nuevamente todo lo que estamos viendo el día de hoy es bajo todas esas suposiciones, ¿que tendrán que irse haciendo en el tiempo? pues van a tener que probar los gastos de esos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



pozos, cómo se va comportando el yacimiento y seguramente más adelante vamos a traer otro Programa de Desarrollo que posiblemente tenga cambios. Lo que yo creo que habría que pensar positivamente es que ojalá y todo esto tenga un efecto positivo para la rentabilidad del yacimiento.

Esto es algo normal, es un yacimiento excepcional, tiene una cantidad importante de aceite, hay que extraerlo. Y tal y como viene presentado por el operador, parece que técnicamente, y así nos lo comentaron en la presentación, es lo más adecuado. Lo más adecuado hoy puede ser diferente dentro de 5 años o dentro de nada. Más adelante se pueden cambiar los procesos y a lo mejor deciden inyectar otro tipo de fluidos o cambiar el bombeo electrocentrifugo, no sé, todo tiene cambio, pero no quiere decir que el cambio signifique que algo se hizo mal. Y eso sí quiero enfatizarlo otra vez, los cambios son porque todos los planes son basados en la mejor información que tiene el operador en este momento y este plan es el que el operador plantea como el más eficiente o como el que maximiza la rentabilidad o maximiza el valor de los hidrocarburos del Estado y eso está de acuerdo con lo que nosotros tenemos que estar revisando. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Por favor, Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Bueno, el Comisionado Néstor ya tomó este asunto que yo deseaba también comentar. Efectivamente la densidad del aceite pesado es de tomar en cuenta. Por otro lado, el posicionamiento de los pozos inyectores está más o menos a 5-6 kilómetros del contacto agua-aceite. ¿Existen estudios sobre cuestiones de petrofísica, permeabilidad y demás como para asegurar que el mecanismo de empuje precisamente va a permitir esta mejora en la extracción de los hidrocarburos pesados?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Antes de que presentara el operador esta modificación, vinieron ellos a hacer una adecuación del Título de Asignación, porque la parte donde identificaron ellos la mejor zona para inyectar se encontraba fuera. Ahí nos

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentaron ellos para poder adicionar a esta asignación esa área a inyectar todos los estudios que han hecho.

Uno de los parámetros más importantes que ponen ellos, también a parte todo el estudio del modelo estático, lo basan también en el modelo dinámico, porque dentro del modelo dinámico ellos tienen el comportamiento de presión de toda esa zona que es sus yacimientos vecinos que es el complejo Ku-Maloob-Zaap y ven que tienen un mismo nivel de decaimiento de la presión. Entonces ellos lo que están tomando como premisa es que están teniendo un acuífero regional que afecta a varios yacimientos, entonces esta inyección, como la plantean ellos, es que sí hay buena comunicación y va a tener comunicación por la evidencia dinámica y el comportamiento de la presión y que va a tener un efecto de mantenimiento de la presión como lo comentaba el ingeniero Néstor inyectando el agua y teniendo un avance homogéneo con un empuje de fondo.

Entonces esas son las premisas que tienen ellos. Nos presentaron también sus modelos estáticos, están bastante robustos, y también tienen un modelo de simulación que también de acuerdo a las características que vimos, el número de celdas y la información que contiene, pues también es un modelo bastante robusto.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Muy bien, gracias ingeniero. Es muy buena, excelente la justificación técnica. Gracias. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. A mí sigue llamándome la atención no solamente en valores absolutos. 20,000 millones de dólares es la quinta parte de la deuda externa de Petróleos Mexicanos. Entonces aquí Petróleos Mexicanos y con Pemex el país está haciendo una apuesta muy valiosa, muy importante. Claro que la recuperación por supuesto que los vale. 1,000 que fueran millones de barriles por un precio bajo de 50, nos da una alta rentabilidad. Entonces naturalmente hay que hacer estas apuestas. Pero vamos, esta inversión es mayor que las últimas quizá 20 que hemos aprobado. Adelante Francisco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si podemos ir a la lámina donde está el costo total, es muy importante como comenta, el monto es de 20,000 millones, podemos ver también uno de los principales parámetros está en lo que es el gasto de operación y que está incluido en el rubro de general que son 9,000 millones. Este campo tiene también la particularidad de que como el aceite es muy pesado y muy denso, tienen que comprar crudo ligero para hacer una mezcla y poderlo poner en condiciones comerciales. Entonces eso es lo que también hace que el proyecto eleve un poco, bueno, no un poco, sino bastante su expectativa en cuanto al costo. Y lo comentábamos antes de entrar a la sesión, este es el desarrollo marino más importante que tiene el país en los últimos 10 años.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Exactamente. Nada más que en este caso que estás mencionando ingeniero por supuesto que llama la atención. 9,000 millones de dólares si es no sabemos qué parte de ello, pero una parte importante de componente es compra de adquisición de crudo ligero para buscar una densidad que permita mayor fluides. Pues eso se compra y se vende. No es como usar un insumo que después se desecha. Lodos, o agua, etc. Eso se compra y se pierde. En cambio, esto entra dentro de lo que se va a recuperar. Ese petróleo que se mezcla no se pierde. Obviamente entra dentro de la producción final y cambia la perspectiva, porque prácticamente lo que es CAPEX, lo que es la inversión fuerte es lo que se refiere a las inversiones en perforación casi siempre, cuando se presenta una gráfica circular, ahí se ve que la mayor parte siempre son las perforaciones naturalmente. Y aquí vemos que es un concepto que es en parte inversión y en parte operación por supuesto. Entonces eso cambia la perspectiva económica del análisis.

Insisto, si cada vez que autorizamos una inversión deseamos que haya mucha suerte y mucho éxito, pues en este caso es un caso para obviamente llamar la atención muy bueno, de muy bien grado, debemos de analizarlo, revisarlo y aprobarlo en apoyo a Petróleos Mexicanos que tiene la visión de miras para entrarle a un campo como este en las condiciones óptimas que se tienen con el desarrollo de la tecnología en la actualidad. Esperemos que pronto podamos ir viendo el desarrollo de este plan nuevo o modificado de lo que ya se tenía. Muy bien, adelante por favor, Héctor.

(Handwritten marks: a checkmark, a circle with a dot, and a signature-like mark)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 5 otra vez. Si nosotros vemos la parte que está ahí en verde claro, comparado con el plan actual, el plan actual tenía 50 millones menos y el plan nuevo tiene 70 millones más. Sin embargo, los 70 millones más están a largo plazo. Entonces cuando hacemos el valor presente neto se nos va a caer tremendamente, por eso es bien importante la evaluación que se hace de rentabilidad porque a veces decimos es el mismo número de barriles, sí, pero no el mismo tiempo y eso importa. Y la otra pregunta que yo tenía con respecto a todo esto es, cuando nosotros decimos que vamos a inyectar petrolero más ligero para que fluya con mejores condiciones, ¿podría ser una mezcla de petróleo ligero y condensados?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Puede ser. Depende de los fluidos que tenga disponibles el operador para esta, porque le ayuda para las cuestiones operativas en la movilidad y el aseguramiento de flujo, pero también le ayuda para la estrategia comercial, porque el crudo pesado con las características propias del yacimiento pues es más difícil comercializarlo. Entonces al ponerle el crudo ligero marino lo convierte en mezcla y también puede utilizar parte de los condensados si es que los requiere y puede llevarlos hasta los puntos donde se realiza la mezcla, pero le ayuda para precisamente la estrategia comercial de venderlo como una mezcla.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces lo que está pasando es que la mayor producción de condensados ayuda mucho en estos procesos. Vas a tener mayor disponibilidad.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Rafael.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Sí doctor. La mayor parte de los condensados se encuentran en la región sur, Quesqui e Ixachi. Regionalmente lo que se ocupa es el aceite de muy buena calidad que existe mismo en la zona. Ahí en el litoral de Tabasco existen buenos yacimientos no precisamente de condensados, pero sí de muy buena calidad del hidrocarburo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias, muy amable.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, por favor Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Creo que aquí está la discusión que se dio al final. Es fácil vislumbrar que hay muchas áreas de oportunidad y lo que ha hecho Petróleos Mexicanos en forma cotidiana es mezclar sus hidrocarburos de tal forma que obtenga una mezcla que maximice el valor. Pero hay tecnologías, hay tecnologías que se han estado desarrollando durante los últimos años que permiten mejorar los grados API y no por mezcla. Entonces esto puede más adelante venir a cambiar este proyecto e incrementar posiblemente la rentabilidad. Pero estoy poniendo un simple ejemplo de muchas otras cosas que se pudieran dar en el futuro. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, está muy bien la observación y en relación con la conveniencia económica del atractivo, la demanda por una mezcla que tienda a ser crudo más ligero, bueno, sí, en ciertos parámetros de los precios del crudo. Porque como con cualquier otra mercancía, si los precios se van muy altos, entonces empieza a requerirse petróleo más baratos para irse hacia abajo, hacia el fondo, porque los altos andan en precios insospechados, como han llegado a estar en la pandemia en precios negativos. No conozco muchos otros productos que hayan tenido precio negativo en la historia. ¿No? Por favor maestro, adelante.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Sí, así como comenta el doctor, también están implementando tecnologías porque los equipos también tienen inyección de químicos algunos. Aja, los equipos de BEC. Entonces para tener la mayor fluidez a través de todo el aparejo de producción y arriba hallarlo como comentaba, la mezcla del crudo ligero que aproximadamente anda entre los 40-42° API todo el crudo ligero marino de la zona del litoral con los 9-10° que trae Ayatsil. Se hace una mezcla aproximadamente por ahí de los 30-32° para el transporte.

✓
⊕
C). H



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Pues enhorabuena para Petróleos Mexicanos, su magnífico Consejo de Administración, su equipo de directivos, ejecutivos y técnicos sin lugar a duda de muy alto nivel quienes trabajan, colaboran en esa magna empresa. Este es un proyecto que corresponde a una gran empresa. No cualquier empresa puede emprender un proyecto de esta magnitud, un plan que se presenta de esta manera, que es un honor para nosotros poder analizarlo, evaluarlo y someterlo a votación. De manera que adelante con el acuerdo por favor Secretario.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Con gusto. Daré lectura al acuerdo de este primer asunto de autorización. 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, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.09.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

ACUERDO CNH.09.01/2023

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,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



fracción III y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0032-2M-Campo Ayatsil.

II.2 Programa de Transición relacionado con el Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Raúl Ortiz Salgado, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RAÚL ORTIZ SALGADO.- Buenos días Comisionados. Con su venia expondremos el Programa de Transición en comento. ¿Cuál es el objetivo del programa? Es continuar la producción en forma temprana del Campo Xolotl. Este actualmente está produciendo en Xolotl-1DEL y se ha planificado hacer la perforación del Xolotl-2.

Como generalidades tenemos que el Campo Xolotl está dentro de la asignación AE-0151-M-Uchukil. Este campo tiene un área de extensión de 8.89 kilómetros. Está dentro de las aguas territoriales del Golfo de México y está a 22 kilómetros de las costas del estado de Tabasco. Es un tipo de exploración y extracción. Su formación productora es el Mioceno Superior, que son arenas, y la densidad que se espera o que se está recuperando actualmente es del 25.2

(Handwritten marks: a large blue checkmark, a blue circle with a cross, and initials 'C.H.')



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que corresponde al aceite ligero. Podemos ver en la imagen que está en la parte izquierda, es el cuadrito chiquito. Es un yacimiento, un campo muy pequeño.

Directamente en el análisis de la solicitud, atendiendo los artículos 65 y 71 de los Lineamientos de Planes, se tiene planeado recuperar 1.59 millones de barriles aceite y 0.71 miles de millones de pies cúbicos de gas. Como les comentaba, dentro de las actividades se va a tener la perforación y terminación de un pozo. El costo total del proyecto es de 51.88, que es directamente de la inversión y el gasto operativo. Como pronóstico de producción en la vigencia que sería de junio de este año hacia el fin de mayo de 2024, se tiene esperado un volumen de 1.59 millones de barriles de aceite como acumulado y de gas de 0.71 miles de millones de pies cúbicos de gas.

La justificación de la aprobación es la misma, que es darle la continuidad operativa o de la producción temprana a este campo y con la ejecución y la continuidad operativa del pozo pues aunado a la perforación.

Derivado del análisis que se hizo en la Dirección, se propone ante ustedes en sentido favorable del Programa de Transición, ya que fue presentado por Pemex Exploración y Producción y cumplió con todas las normativas técnicas que se observan en la Dirección. Con eso daría por concluido el tema y estoy abierto a preguntas, dudas, comentarios. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Raúl Ortiz Salgado. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. En el dictamen técnico se dice que el pozo delimitador Xolotl-1DEL va a terminar su producción este año. Entonces va a tener digamos un periodo de producción corto. Por otro lado, el descubridor está taponado. Entonces va a quedar con un solo pozo. Entonces mi pregunta es ¿esto es un plan que tiene una duración de uno o máximo dos años? ¿qué va a pasar? ¿van a perforar más pozos o nunca se va a llegar a la fase realmente de extracción?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Sí doctor. El descubrimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



y el pozo delimitador dieron pauta a que es una estructura muy pequeña. Muy pequeña. Es probable que con los resultados de un pozo adicional que mencionaron en un bloque adyacente se pueda tener alguna otra información que dé pie a algo más importante. Pero ahorita este programa es únicamente darle continuidad a la parte operativa de ese pozo que por cuestiones de energía, para finales de año pueda ser que ya el pronóstico esté que ya no pueda seguir con su pronóstico. Pero el delimitador o el siguiente pozo, que es un pozo que va a estar en un bloque adyacente, pueda tener resultados favorables.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Lo más probable es que nunca llegue a la otra fase. Habrá que ver, ¿verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Depende de los resultados del programa.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Adelante por favor, Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, pues creo que este es el caso típico de que todos los yacimientos son diferentes. No hay yacimientos iguales, pero siempre como que tratamos de conceptualizar que hay una cadena de valor y que se empieza con la exploración y que después se pasa a diferentes..., para no ocupar mucho tiempo en nombrarlas. Pero a veces eso no es así y aquí podemos ver que a lo mejor no va a haber un Plan de Desarrollo. Finalmente, pues ya no hay que desarrollar, ya se agotó la posibilidad de sacar hidrocarburos de esa área. Entonces bueno, yo regreso a enfatizar de que cada yacimiento es diferente y que finalmente siempre tenemos que tener la lógica de tratarlos así como diferentes. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Por favor, Salvador.

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner, including a large checkmark, a circled 'G', and other scribbles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. Solamente preguntar si el operador en el Informe de Evaluación aporta aspectos técnicos para la definición del objeto en Mioceno Superior-2, por ejemplo, del pozo Xolotl-2. Gracias.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RAÚL ORTIZ SALGADO.- Sí. El operador directamente en el Informe de Evaluación presentó un modelo sedimentario en donde hizo comparativas con pozos análogos y de correlación. En este caso tomó el Xanab-101, aparte de pozos que fueron correlacionados con Mulach. Entonces sí se tiene todo el estudio y la visualización para el objetivo del pozo Xolotl-2.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Adelante Secretario, por favor.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Gracias Comisionados. Daré lectura al segundo asunto. El acuerdo es 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 II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Xolotl asociado a la asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.09.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ACUERDO CNH.09.02/2023

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 II, de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, presentado por Pemex Exploración y Producción.

II.3 Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. de los campos Parritas, Zona norte y Galaneño asociados al contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la maestra Luz Gisela Cortés Herrera, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Muchas gracias Secretario. Buenos días Comisionado Presidente, Comisionados. Como ya lo mencionó el Secretario Ejecutivo, les voy a presentar algunos detalles de este Programa de Evaluación. Bueno, tenemos que el programa ingresó el 10 de enero de este año. El proceso se suspendió desde el 10 de enero hasta el 21 de abril, por lo que se previene al operador el día 3 de marzo, para lo cual el operador solicitó una prórroga para atender a las prevenciones. Por lo tanto,

Órgano de Gobierno

Novena Sesión Ordinaria

23 de mayo de 2023



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

atendió la prevención el día 30 de marzo. Además, ingresó un alcance de información el 28 de abril, por lo que estamos el día de hoy con ustedes presentando el tema.

Bueno, el área contractual se ubica al norte del estado de Tamaulipas dentro de lo que es la cuenca petrolera de Burgos. El área contractual cuenta con algunos planes y programas vigentes. Dentro de ellos, el Plan de Exploración que tuvo su última modificación el 26 de noviembre del año pasado, un Programa de Evaluación asociado al Campo Dieciocho de Marzo que se aprobó en 2021 y un Programa de Transición que se aprobó recientemente en marzo de este año. Adicionalmente, el periodo adicional de exploración se aprobó en octubre de 2021. Este contrato tiene un área vigente que es de 445 kilómetros aproximadamente, que en la imagen de la izquierda se puede ver en contorno color rojo. El operador ya inició el proceso de devolución de una parte del área contractual, por lo que propone conservar un área aproximada de 338 kilómetros cuadrados, que en la imagen se puede ver en color azul. Perdón, solamente una mención. El Programa de Evaluación de Dieciocho de Marzo pues se ubica en la parte sur del área contractual.

Para este Programa de Evaluación, el operador propone tres áreas de evaluación, a las que denomina Zona Norte que se ubica justamente en la parte norte del área contractual. La zona Galaneño, que se ubica en la parte central este del área contractual y lo que corresponde al Campo Parritas en su bloque oeste que se ubica más en la parte central del área contractual. El operador para estas zonas, para estas áreas, determina que la zona norte está compuesta por los Campos Villa Cárdenas y Guillermo Prieto, los pozos Lempira-1 y Cobres-1. De acuerdo con lo que ha visto el operador, estas áreas están dentro de una misma estructura. Tienen como objetivo geológico el Oligoceno Frío No Marino y Frío Marino. El tipo de hidrocarburo es gas húmedo y la superficie aproximada es de 42.78 kilómetros cuadrados.

En lo que corresponde a la zona Galaneño, el operador ha determinado que corresponde al Campo Galaneño y también a los pozos Andromeda-1 y Elizondo-1 que, de acuerdo con lo que ha visto, se encuentran dentro de la misma estructura. Y adicionalmente el Campo Parritas Oeste que corresponde al bloque oeste del Campo Parritas. También tiene por objetivo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



geológico el Frío No Marino y Frío Marino, el tipo de hidrocarburo es gas húmedo y la superficie es de aproximadamente 39 kilómetros cuadrados.

En este punto me gustaría mencionar también que el operador ya tuvo un Programa de Evaluación para esta área contractual, donde logró evaluar lo que corresponde al Campo Parritas, pero en su bloque este y lo que corresponde a la formación Anáhuac-10 que está asociada al Campo Dieciocho de Marzo.

Entonces, en particular para este Programa de Evaluación, lo que el operador propone es caracterizar y delimitar las estructuras geológicas que forman parte de los yacimientos asociados a la zona norte, zona Galaneño y Parritas, principalmente a través de la perforación de hasta seis pozos delimitadores, pruebas de presión-producción y pruebas de alcance extendido. Propone dos escenarios operativos, un escenario base y un escenario incremental. Los pozos delimitadores están distribuidos dos en el base y cuatro en el incremental, pruebas de producción convencionales dos en el base y ocho en el incremental y todas las pruebas de alcance extendido y algunas reparaciones mayores y menores las propone en el escenario incremental.

Entonces más en particular el escenario base está compuesto por diferentes estudios, dentro de los que está la actualización de diferentes modelos como el estratigráfico, geológico y petrofísico, análisis de núcleos y resultados de perforación, estimación de volumen original, caracterización inicial de yacimientos y conceptualización de infraestructura y líneas de descarga, así como la perforación de los pozos Euro-106 y Euro-107DEL que se asocian a la zona norte del área de evaluación. Y bueno, aquí lo que vemos es la distribución de las actividades en el periodo que tiene que va de 2023 a 2026. Y bueno, vemos que la perforación pues principalmente se haría durante 2023.

En cuanto al escenario incremental, también tiene la actualización de diferentes modelos, análisis de núcleos y de resultados de perforación, caracterización inicial de yacimientos, interpretación sísmica y modelo estático y dinámico, así como la perforación de los pozos Euro-108DEL que también se asocia a la zona norte, Parritas-106 y Parritas-107DEL que se asocia al Campo Parritas y Galaneño-106DEL asociado a la zona Galaneño. Para cada uno de

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ellos, propone una prueba de presión-producción convencional y una prueba de alcance extendido. Y adicionalmente como les mencionaba, las pruebas de alcance extendido de los pozos 106DEL y 107DEL del escenario base están propuestas en el escenario incremental. También propone las reparaciones mayores y menores de los pozos Lempira, Cobres-1, Villa Cárdenas y Parritas con el objetivo de realizar pruebas de producción convencionales y pruebas de alcance extendido en cada uno de ellos.

Y bueno, aquí vemos la distribución de las actividades en el tiempo y vemos que la perforación de los pozos está principalmente hacia el año 2024. Las reparaciones mayores y menores en este año y bueno, las pruebas de alcance extendido de los pozos 106 y 107DEL también en este año.

Y aquí algunos detalles sobre el pozo Euro-107DEL propuesto en lo que corresponde a la zona norte del área de evaluación. Tiene por objetivo principal evaluar el volumen de hidrocarburos remanentes en la zona. La profundidad total programada es de 2,993 metros desarrollados y el objetivo geológico es Frío No Marino con objetivo en cinco arenas y el Oligoceno Frío Marino con dos objetivos. En lo que vemos en la sección estructural, vemos que está propuesto con una trayectoria tipo "S" y bueno, en los puntos rojos está señalada la cima de cada uno de los objetivos.

Tenemos aquí Euro-107DEL que se encuentra en la parte sur de lo que corresponde a la zona norte y es principalmente confirmar la extensión hacia esa zona del área de evaluación. La profundidad total programada es de 3,237 metros desarrollados. También tiene como objetivos geológicos Oligoceno Frío No Marino con cuatro arenas y Frío Marino con tres arenas.

Y bueno, el Programa de Inversiones asociado a este Programa de Evaluación corresponde para el escenario base 15.76 millones de dólares que, como vemos en el pie, pues va principalmente hacia la perforación de los pozos. Y en el escenario base más el escenario incremental, 47.57 millones de dólares.

Con esto Comisionados advertimos que el Programa de Evaluación es técnicamente adecuado toda vez que la ejecución de las actividades planteadas permitirá generar y acelerar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



conocimiento geológico del subsuelo, reevaluar el potencial petrolero de los campos y maximizar el valor estratégico del área contractual. Por lo que se somete a su consideración la aprobación de este Programa de Evaluación presentado por el operador Pantera. Sería todo de nuestra parte Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias maestra Luz Gisela Cortés Herrera. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este es un Programa de Evaluación. Quiere decir que ya hubo la parte de exploración y ya se perforó varios pozos que tú mencionaste. ¿No? ¿Tenemos algún estimado de los recursos contingentes?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Tenemos un estimado de los recursos que tiene para cada área. Por ejemplo, lo que es para Parritas en la formación Frío No Marino. De gas tiene 94.6 miles de millones de pies cúbicos. Para lo que corresponde a Galaneño, 231.4 millones de gas, millones de pies cúbicos. Y para la Zona Norte, 168.1 millones de pies cúbicos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues está muy bien, son 100 millones de barriles equivalentes. Está bien. No, pues qué bueno, que tengan mucha suerte. Creo que les están dando un impulso muy grande.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Por favor, Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Salvador, adelante.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. En la lámina 13 precisamente que está presente, la frase establece... "se advierte técnicamente adecuado y que las actividades planteadas permitirán generar y acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo". Sin embargo, estas actividades son en gran medida las mismas ya planteadas

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'M' and a circled 'b'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

en el Programa de Evaluación que el operador presentó antes y con resultados no muy favorables. Respecto a esto, ¿cómo se justifica esta etapa siguiente?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, también lo iba a comentar ahorita por el comentario que hizo el Comisionado Moreira. Vale la pena mencionar que estos contratos tienen una mezcla de áreas que se exploran y otras áreas que se van evaluando de descubrimientos previos. Entonces buena parte de estos yacimientos que se están trabajando, se están reevaluando de algunos descubrimientos previos. Entonces en ese sentido lo que hizo el operador en la fase previa en el Programa de Evaluación que ya finalizó fue evaluar algunas zonas y en efecto no concluyó con todo. Por eso es que la maestra Cortés les decía en el primer programa se evaluó la parte este de uno de los campos y el campo del Sur que es Dieciocho de Marzo, que no aparece aquí porque no venía al caso. Pero le faltó evaluar toda la parte del norte. Entonces lo que nos está proponiendo nuevamente con otro Programa de Evaluación pues al amparo del contrato que lo prevé. Entonces eso es lo que ha pasado, así es como se justifica al amparo del derecho que tiene en el contrato de poder seguir evaluando áreas que no hayan sido declaradas todavía como comerciales. Esa es la principal justificación.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Muy bien, gracias. El conocimiento siempre es muy importante para nuevas decisiones. Gracias, maestro. Muchas gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, claro que sí. Por favor Secretario, adelante.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Claro que sí, muchas gracias. El acuerdo es 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; 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. en los Campos Parritas, Zona Norte y Galaneño,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



asociados al contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano.”

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.09.03/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. de los campos Parritas, Zona norte y Galaneño asociados al contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

ACUERDO CNH.09.03/2023

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; 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. de los campos Parritas, Zona norte y Galaneño asociados al contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Pajtsu-1EXP., solicitada por Pemex Exploración y Producción.

[Handwritten signature and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la ingeniera Lizeth Cruz Roldán, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Gracias Secretario. Buenos días Comisionados. Como ya lo refirió el Secretario, voy a presentarles la información del pozo Pajtsu. Este pozo fue solicitado el día 31 de marzo y el día de hoy lo ponemos a consideración de este Órgano de Gobierno.

Como datos generales, el pozo está clasificado como 102, un pozo exploratorio en un nuevo campo. Está diseñado para perforarse con una trayectoria direccional tipo “J”. Alcanzará una profundidad de 1,259 metros equivalentes a 1,390 metros desarrollados. Tiene programado su inicio el día 7 de junio de 2023 y concluir la perforación el 6 de julio. Después viene el desmantelamiento del equipo y la etapa de terminación iniciaría el 26 de julio y concluiría el 24 de septiembre. Durante este periodo se tiene programada la realización de dos pruebas de presión-producción convencionales. También podemos ver la imagen del equipo PIT-996 y del lado derecho el mapa de ubicación. Este pozo se encontrará ubicado en la parte norte del estado de Veracruz en la asignación AE-0176-M-Xanati. También podemos ver ahí un zoom. Es el punto de color rojo, podemos ver que se encuentra a 1.2 kilómetros al oeste de los límites de la asignación y también vemos los puntos de color negro que son los pozos de correlación, el pozo Cues Norte y Cues-101, que son los más cercanos.

En la siguiente lámina vamos a ver cuál es el objetivo del pozo, que es encontrar acumulaciones de hidrocarburos en los carbonatos del Cretácico. Este se encuentra ubicado en una trampa de tipo estructural que tiene un cierre en sus cuatro direcciones. En la sección sísmica podemos ver la trayectoria tipo “J” del pozo. Aquí podemos ver que al final de la trayectoria va a cortar una falla de tipo inversa. También tendrá un desplazamiento horizontal hacia el Suroeste de 436 metros. También observamos los pozos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Punton-1, Cues-101 y Cues Norte-101. Los últimos fue invadido de agua salada y Cues-101 fue seco.

También podemos ver en el mapa estructural que, de acuerdo con la información que tiene el operador, podría exceder los límites de la asignación. En caso de que el pozo fuera exitoso y que se tenga la información necesaria, tendría que hacer el tema de unificación. El recurso prospectivo que se tiene asociado a este pozo es de 9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico del 25%. Se espera un aceite ligero de 30° API.

En esta lámina podemos observar el diseño del pozo. Tenemos la columna geológica programada, la cual comprende el Eoceno Medio, el Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior, Cretácico Superior, Cretácico Inferior, que es el objetivo del pozo y va a perforar 30 metros del Jurásico Superior Tithoniano. Después tenemos la litología. A nivel del objetivo, principalmente son calizas naturalmente fracturadas y después tenemos el modelo geomecánico. Tenemos la presión de poro, la densidad de lodo, el gradiente de fractura, el esfuerzo máximo y mínimo y el gradiente de sobrecarga. Observamos que, a nivel del objetivo, como les mencionaba, tenemos una falla tipo inversa, en esta parte en los pozos de correlación se han tenido gasificaciones y pérdidas de circulación, por lo cual, aquí el operador utilizará el sistema MPD como una salvaguarda durante la perforación.

El diseño de este pozo considera cuatro etapas. La primera es una TR de 20" asentada a 30 metros. Después una TR de 13 3/8" a 461 metros desarrollados. La TR intermedia de 9 5/8" y finalmente concluirá la perforación con una tubería de revestimiento de 7" a la profundidad total. En caso de tener alguna pérdida, también se tiene documentado un liner de contingencia que es de 4 1/2" en esta zona que les comentaba del Cretácico. La trayectoria direccional iniciará a perforarse a los 476 metros. Alcanzará una inclinación máxima de 36.7° y la cual permanecerá tangente hasta la profundidad total del pozo.

Bueno, finalmente este pozo se encuentra considerado en el escenario base del Plan de Exploración vigente que fue aprobado en marzo del 2021. El operador utilizó las lecciones aprendidas de los pozos de correlación, como les mencionaba, se espera

Handwritten marks: a checkmark, a circle with a plus sign, and a signature.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presencia de CO₂ en este pozo, por lo cual las tuberías son resistentes a la corrosión en la etapa intermedia y en la etapa de producción. También utilizará el sistema MPD para tener un mejor manejo de la presión en el pozo. Es por eso que la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación de este pozo Comisionados. Eso es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Lizeth Cruz Roldán. Tiene la palabra el Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una pregunta muy rápida. Está muy cerquita este pozo del límite de la asignación y el comentario que hicieron fue de que si se extiende más allá habrá que hacer un proceso de unificación. Sin embargo, ¿a quién pertenece el área vecina?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Son asignaciones de Pemex Comisionado.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces lo más probable es que se haría un cambio de frontera más que una unificación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hay un término y condición en las asignaciones de Petróleos Mexicanos que establece el procedimiento y, si bien hay un procedimiento establecido en la asignación, existe el otro procedimiento que es el que menciona: la modificación de las áreas para que se pueda quedar en una sola. Cualquiera de los dos caminos lo han implementado.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Fue el caso anterior donde se cambió la frontera para los pozos de inyección, porque los dos eran de Pemex, las dos áreas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Nada más permítame hacer una pequeña precisión. Si vemos la lámina 4 por favor y hacemos un zoom en el área de colores, en el mapa que aparece en escala de colores. Aquí hay un área contractual de licencia perteneciente a Perseus y corresponde al Campo Ponton. Entonces si ustedes se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



fijan en la interpretación que está dando Pemex, hay un área, ¿si le pudiéramos dar zoom en esta zona por favor? Donde se ve la región más amarilla en la parte derecha es donde va a ser perforando el pozo que estamos observando. Si se fijan, a sus alrededores hay unas regiones rojas y también hay un área punteada en amarillo, eso es lo que el operador petrolero supone que es una potencial área prospectiva en la menor posibilidad, pero hasta ahí se pudiera extender el área prospectiva de este pozo. Si ustedes se fijan, dentro de esa área prospectiva hay un polígono verde, ese es el que corresponde al Campo Pontón y corresponde a un área de licencia.

De acuerdo con la información que se tiene de los 16 pozos que están ahí, los objetivos de la perforación de estos pozos fueron más profundos, entonces en caso de comprobar toda la extensión del área amarilla, ahí sí habría un nuevo objetivo en esa región donde hay un contrato de licencia y ahí sí se tendrían que establecer todos los elementos para determinar un posible, un potencial yacimiento compartido en el Cretácico Inferior, si es que el descubrimiento es así.

De todas maneras, el operador petrolero está observando que en caso de descubrimiento hay un área probable que es más pequeña y que está en la región de todas estas fallas que están observando ahí en pantalla que se están señalando. Entonces es probable que ante un posible descubrimiento también las pruebas de producción arrojen que las fallas pueden ser las barreras que delimiten el yacimiento en caso de encontrarse y en ese escenario entonces ya no tendríamos que estar observando lo que se establece en el Título de Asignación respecto del yacimiento compartido.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Gracias. Adelante Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Efectivamente se ve que el diseño es el más adecuado. Sin embargo, tengo una pregunta. Si pueden poner la lámina de donde están las tuberías de revestimiento, asentamientos de tuberías de revestimiento. Ahí plantean, tienen ahí como SH min

N
C).A



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que significa gradiente de esfuerzo mínimo. Y después SH max a través de todo el perfil. Se nota que el SH min como que no sigue el comportamiento ni del gradiente de fractura ni del gradiente de presión que finalmente son función. ¿Hay alguna razón por la cual tenga ese comportamiento tan errático? Que ni siquiera es comparable con el SH max, que es el esfuerzo máximo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí doctor. Básicamente es calibración con los pozos cercanos y lo que más o menos se puede observar es que el cambio de litología precisamente es el que marca la diferencia que usted está observando entre el esfuerzo mínimo y el esfuerzo máximo, incluso el gradiente de fractura. Entonces los modelos en rocas carbonatadas generalmente ya obedecen al comportamiento de la roca observada en los pozos de correlación y más que estos son yacimientos naturalmente fracturados. Entonces se ve una tendencia totalmente distinta a como lo está marcando y bien lo observa usted.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Efectivamente todas las demás curvas van incrementando su gradiente con la profundidad, todas a excepción de esa. Bueno, también la roja. ¿La roja cuál es? Es la de presión de poro. Pero la roca de todo Cretácico más o menos es homogénea, pero sí hay unos cambios muy importantes. Seguramente es el modelo que están utilizando, pero como que utilizaron un modelo para SH min y otro para SH max. Entonces esa es la cuestión de mi pregunta, pero me quedó claro con la explicación, Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Por favor adelante Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Presidente. En la lámina que vemos la sección sísmica por favor. Estamos ahí distinguiendo el Cretácico Inferior. Es decir, el Tamaulipas Inferior que efectivamente es una unidad carbonatada de ambiente profundo y cuya característica petrolera es fundamentalmente su fracturamiento, en donde las fallas juegan también un papel importante y que pudieran establecer comunicación o no precisamente en este yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Por otro lado, la pregunta sería si en la ventana, objeto de esta perforación es el Cretácico Inferior, que es importante, también llegaría a tocar el Jurásico Superior Pimienta. Ahí este proyecto, dadas las variables intrínsecas que tiene, aparentemente no habría óbice alguno para considerar un experimento importante como un yacimiento inconvencional. ¿Sería el caso? Y eso sería algo muy importante para Petróleos Mexicanos, que ya hay antecedentes en esta área a ese respecto.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. La intención de tocar el Tithoniano es perforar 30 metros y comprobar que se alcanzó a cortar todo el objetivo del Cretácico Inferior. Entonces con ello la mayor cantidad que se podría obtener de ese Tithoniano sería obtener algún núcleo, pero no algún estudio adicional. Hay indicios cercanos de que se perforó el Tithoniano y se hizo una prueba de producción incluso en un pozo que se encuentra más al occidente y es uno de estos pozos de correlación. Entonces básicamente los pozos del Campo Pontón sí estuvieron buscando Tithoniano e incluso algunos intervalos más profundos, que, en su tiempo, si ven los reportes, supusieron que lo que alcanzaron es el basamento. Pero realmente, bueno, ya con estudios más recientes, no sería posible en este escenario geológico.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. De hecho, la formación Tamaulipas Inferior es una roca por donde pasa la migración, no es una roca generadora. Pimienta sí es una roca generadora y es importante en este tipo de proyectos. Bien, gracias ingeniero. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Salvador. Adelante por favor con el acuerdo Secretario.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Claro que sí. Daré lectura al acuerdo de este cuarto asunto. 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 y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación del pozo exploratorio terrestre Pajtsu-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.09.04/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Pajtsu-1EXP.

ACUERDO CNH.09.04/2023

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, y 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Pajtsu-1EXP.

II.5 Solicitudes para participar en foros y eventos públicos.

Para el desahogo de este asunto, el Secretario Ejecutivo en uso de la palabra se refirió a las solicitudes presentadas en los términos que, en lo procedente, a continuación, se transcriben:

"SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- En desahogo de este asunto, con su permiso me referiré a las solicitudes. La primera es la solicitud para asistir al evento denominado Wilson Center Mexico Energy Working Group 2023-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



2024, organizado por el Wilson Center, al que fue invitado el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, el cual se llevará a cabo el 25 de mayo del 2023.

El segundo evento es la Novena Cumbre Mexico Gas Summit – San Antonio, organizada por el Industry Exchange LLC, a la cual fue invitado el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez con el tema resultados de la reforma Energética, la cual se llevará a cabo el 6 de junio de 2023. Es cuanto Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, pues yo quería nomás explicar un poquito lo del Wilson Center. El Wilson Center es quizá uno de los centros más importantes en la parte de futuro. Básicamente lo que hace es estudiar el futuro de la energía. Está en Washington. Recibe mucho apoyo sobre todo de la OEA, la Organización de Estados Americanos, y básicamente lo que ellos estudian mucho es la integración en México, bueno, Latinoamérica-Estados Unidos.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, ningún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Importante la presencia por allá de nuestro Comisionado, su participación. Gracias Presidente, es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, L.E. AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, por supuesto que sí. Adelante por favor Secretario.

SECRETARIO EJECUTIVO, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ.- Gracias. Con fundamento en el artículo Décimo Tercero del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno aprueba las solicitudes para participar en foros y eventos públicos en los términos presentados.



Comisión Nacional de Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.09.05/2023

Con fundamento en el artículo Décimo Tercero del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las solicitudes para participar en foros y eventos públicos, en los términos presentados.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:47 horas del día 23 de mayo de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Novena Sesión Ordinaria de 2023 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Guillermo Alberto Lastra Ortiz
Secretario Ejecutivo