



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:33 horas del día 6 de febrero del año 2020, 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, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Octava Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0121/2020, de fecha 5 de febrero de 2020, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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 Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0140-Comalcalco.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141-Comalcalco.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0143-Comalcalco.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0144-Comalcalco.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0145-Comalcalco.
- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0135-Cuichapa.
- II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre las modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción, al Programa de Trabajo 2020 y al Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción respecto del contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

OAK-TREE



SAFETY

OAK



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0140-Comalcalco.**
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141-Comalcalco.**
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0143-Comalcalco.**
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0144-Comalcalco.**
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0145-Comalcalco.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0135-Cuichapa.

Respecto de los puntos II.1 al II.6 del Orden del Día, el Secretario Ejecutivo explicó que por tratarse del mismo tema y el mismo operador su presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Asignación.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias, Comisionados, efectivamente como lo decía el Secretario Ejecutivo traemos esta presentación integrada con los 6 dictámenes que ponemos a su consideración, entonces vemos en la siguiente diapositiva que pues siempre revisamos el fundamento legal que nos da soporte para tramitar estos dictámenes, estos Planes ¿no?, entonces hay que estar inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos que establecen todo el protocolo y el proceso que hay que seguir y los títulos de Asignación que también se deben de cumplir. Entonces miren en este mapa de la derecha, perdón, vemos las 5 asignaciones que corresponden con Comalcalco que son las que ya se mencionaron y una más que corresponde con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cuichapa. Estas 6 asignaciones son las que traemos ahora a su consideración del dictamen correspondiente. Entonces, es importante mencionarles que los objetivos y las actividades que quedaron determinadas en los Planes de Exploración son los que aparecen ahí ¿no? Esos objetivos, son básicamente incorporar las reservas de hidrocarburos, buscando la continuidad de los plays ¿no? Los Terciarios y los Mesozoicos. Y además visualizar y generar nuevos prospectos exploratorios, esos son los objetivos que quedaron inscritos.

Por otra parte, en estos 6 Planes de manera común, existen algunos pozos que son los que se enlistan ahí, que el operador en este caso Petróleos Mexicanos propone perforar en algunas áreas. No obstante, en esas áreas hay un traslape con otras áreas de extracción. Entonces, por lo cual esa perforación no podría materializarse. De tal forma, también en los Planes de Exploración, Petróleos Mexicanos manifestó que con la finalidad de cumplir con los objetivos generales del Plan de Exploración durante el periodo 2020-2022 se consideran las actividades exploratorias a través de los escenarios base e incremental, es decir, Petróleos Mexicanos esta diciendo que a través de estos escenarios daría cumplimiento a los objetivos que se plantearon en este, en estos Planes que en todos es común.

Por lo tanto, entonces de esta revisión que hicimos y del de los elementos que encontramos, observamos que los elementos contenidos en el Plan no son suficientes para alcanzar sus objetivos, dado lo que estábamos explicando hace un momento. Si no se puede materializar alguna actividad que esta inscrita en los Planes, no se pueden materializar el escenario, por lo tanto, no se alcanzan los objetivos, por lo tanto, tampoco cumple con los criterios previstos en la Ley de Hidrocarburos y en los propios lineamientos ya que no son congruentes con las obligaciones establecidos en los términos y condiciones de las asignaciones, que como veíamos también tenemos que revisar. Por lo tanto, estos prospectos referidos de esas áreas de asignación tendrían que quitarse.

Entonces la propuesta que tenemos adelante es el Dictamen Técnico de acuerdo con lo que está establecido en los lineamientos eh, correspondientes se puede vertir en tres, en tres sentidos: aprobar, no probar y requerir. Entonces lo que estamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

haciendo aquí, es tomar esa fracción que es la de requerir adecuaciones al operador en este caso Petróleos Mexicanos y es la propuesta que traemos al Órgano de Gobierno. Con fundamento en ese artículo 19 la fracción 6 en el numeral 2 de los propios lineamientos a efecto de que dichos elementos que mencionamos sean suficientes para alcanzar los objetivos del mismo, así como aquellos que permitan cumplir con los criterios previstos en el artículo 44 la fracción 1 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 40 de los lineamientos tal como establece este artículo 19 ¿no?

Por lo que ponemos a su consideración el presente Dictamen Técnico para las asignaciones AE-0135-Cuichapa, AE-140-Comalcalco, AE-141-Comalcalco, AE-143-Comalcalco, AE-144-Comalcalco y AE-145-Comalcalco. Eso sería todo Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Maestro Hernández. ¿Comentarios Comisionados? ¿Les quedó claro? Doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo solamente para aclarar. En el proceso hubo una etapa de prevención. En la prevención sí se les hizo notar este traslape de sus pozos, de los pozos que querían perforar en las asignaciones este que no se podían, en las asignaciones de extracción.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, durante el proceso, se advirtió a Petróleos Mexicanos, no obstante como cumplían con el requisito de presentar la información, no es precisamente una prevención, si no, una aclaración acerca de los objetivos que perseguían con esos pozos. Pero se les aclaró en su momento.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK y no se hizo este.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Quedaron como originalmente los proporcioné. Exacto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK y bueno sería en esta ocasión se les daría la oportunidad de hacer esta corrección digamos.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Ajá, sí, con ese requerimiento ya.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y por consecuencia lo que estamos viendo es de que estas asignaciones están corriendo sus 3 años de inicio en la etapa de exploración ¿no? O sea que corre desde agosto hasta pues la fecha que sea que presenten esta adecuación que se le esta dando oportunidad.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Exacto, sí, corre el tiempo y es importante mencionar que el propio artículo 19 que estamos usando como fundamento prevé que el operador tiene 45 días para entregar, hasta 45 días para entregarnos de su adecuación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. OK, gracias.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, lo que hablamos es que no podría este aprobarse este como está planteado en este momento y para no negarlo la verdad es que se está pidiendo este pues más información dando la oportunidad eh, para poder en su momento aprobarlo. Pero como está ahorita planteado no habría posibilidad. ¿Algún comentario Sergio?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo destacar que esta es la primera vez que estamos resolviendo un dictamen en este sentido y yo creo que es importante decir lo que tu ya decías Presidente, esto evita negarlo, que podría hacerse jurídicamente y que Pemex evidentemente tendría a salvo sus derechos para presentar de nueva cuenta los Planes. Eso genera costos, eso toma tiempo, yo creo que esta salida es conveniente para todos porque estamos ahorrando tiempos ¿no? Lo que tendrá que hacer Pemex desde luego es subsanar estas observaciones que hace el Área Técnica, pero no tendrá que presentar un nuevo Plan, no le costará dinero, esperemos que no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

les cueste tiempo. Nosotros, entiendo resolviendo estos temas de los pozos que no pueden ir al mismo intervalo de una Asignación de extracción, estaremos listos para aprobar estos Planes de Exploración, de manera que yo creo que es una solución prevista desde luego a los lineamientos que a todos nos conviene y bueno sólo destacar que es la primera vez que resolvemos así.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado. Doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí no me quedó este totalmente claro, o sea hay dos soluciones a esto, uno es ¿Cambiar el Plan de Exploración para cambiar el horizonte al que está dirigido? o ¿cambiar las condiciones de la asignación? Que es una atribución de la Secretaría de Energía. Entonces Pemex tendría que decidir por cuál de los dos caminos se va a ir y ¿cuánto tiempo tienen para hacer esto?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Hasta 45 días para regresar con nosotros, con las adecuaciones correspondientes. Sea cualquier camino que tomen.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si no hay más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura la Propuesta de Acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.08.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0140-Comalcalco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.08.001/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0140-Comalcalco.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0141-Comalcalco.

ACUERDO CNH.E.08.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0141-Comalcalco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.08.003/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0143-Comalcalco.

ACUERDO CNH.E.08.003/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0143-Comalcalco.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.004/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0144-Comalcalco.

ACUERDO CNH.E.08.004/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0144-Comalcalco.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.005/2020

Resolpor la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0145-Comalcalco.

ACUERDO CNH.E.08.005/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0145-Comalcalco.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.006/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos requiere a Pemex Exploración y Producción Adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0135-Cuichapa.

[Handwritten signatures and initials on the right side of the page]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ACUERDO CNH.E.08.006/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 19, fracción VI, inciso ii., de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que requiere a Pemex Exploración y Producción adecuaciones al Plan de Exploración presentado para la Asignación AE-0135-Cuichapa.

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre las modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción, al Programa de Trabajo 2020 y al Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción respecto del contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero David Paredes Gaspar, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

"INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPARG, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muy buenas tardes, Comisionado Presidente, Comisionada Porres, señores Comisionados y todos los presentes. En este momento tengo el gusto de presentarles el tema en cuestión asociado a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

CNH-M1-Ek-Balam-/2017. Bueno en esta tabla les mostramos principalmente unas características generales del contrato – perdón, la relación cronológica– vamos a recibir el oficio de modificación el oficio de solicitud de modificación del día 29 de noviembre de 2019, al cual nosotros mediante la, mediante oficio prevenimos al operador el día 13 de diciembre de 2019, atiende la prevención del operador el día 20 de diciembre de 2019 y solicitamos una comparecencia por oficio nosotros, el día 21 de enero, por medio del oficio 250.024/2020 para que este se aclararan algunos temas respecto a esta modificación, se atiende la comparecencia y posteriormente se presenta al Órgano de Gobierno en este día. Cabe mencionar que también emitimos oficios a la Agencia de Seguridad y a la Secretaría de Economía en materia de contenido nacional y transferencia tecnológica. Es importante mencionarles aquí que la Secretaría de Economía no cuenta con los elementos necesarios para emitir una opinión en este momento.

En esta lámina les vamos a presentar unas características generales del contrato, como ya sabemos es de Producción Compartida, el socio es Pemex Exploración y Producción, cubre un área de 63.3 kilómetros cuadrados, la vigencia es de 22 años, la profundidad para realizar las actividades es la Brecha del Cretácico Superior y el Jurásico Superior Oxfordiano, colinda a 15 kilómetros hacia el oeste con la Asignación A-0008-M-Campo Akal.

En esta lámina continuando con las generalidades del campo Ek-Balam del área contractual Ek-Balam les mostramos del lado derecho las configuraciones estructurales del yacimiento en Brecha y en JSO y algunas características de estos, también vemos en la parte superior el área, los pozos perforados, los pozos productores que actualmente son 23 para el campo Ek y 22 para Balam, una porosidad que ronda del promedio, que ronda en el rango del 7 al 24% con grados API de los aceites de 12 a 27 grados, temperaturas de 100 a 120 grados centígrados, la presión inicial de 305 kilogramos sobre centímetro al cuadrado a 580, la presión de saturación de 28 a 115 kilogramos sobre centímetro cuadrado y la presión actual de estos yacimientos oscila en los rangos de 242 a 297 kilogramos sobre centímetro cuadrado, el BO actual oscila en el rango de 1.06 a 1.27. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En esta lámina les mostramos de manera resumida 4 etapas de explotación. Las 4 etapas de la vida de producción de este campo de esta área contractual. En la uno podemos ver que el campo Ek y Balam iniciaron su producción el mecanismo principal de producción de estos campos, de estos yacimientos es expansión del sistema roca fluido por lo cual observamos en el punto uno en la gráfica que se observa una declinación muy pronta para la etapa inicial de producción. En la etapa número dos, en 1995 a 1997 se implementan los sistemas artificiales de producción específicamente el sistema BEC. En la etapa 3 se inició en 2006 la inyección de agua al yacimiento JSO en el campo Balam. Y en la etapa 4 a partir del año 2010 se continúa con este proyecto de inyección de agua al yacimiento JSO del campo Balam. La que sigue por favor.

El alcance de esta modificación al Plan de desarrollo, considera un adelanto en la producción y la optimización de las inversiones y los costos. Se va a recuperar un volumen de 384 millones de barriles de aceite y 94.6 miles de millones de pies cúbicos de gas. A través de la realización de 22 perforaciones, 23 terminaciones, 7 reparaciones mayores, 148 reparaciones menores, 8 ductos, una interconexión submarina, la construcción de una estructura ligera marina y la continuidad de los equipos BEC, con una inversión de 2 mil 200 millones de dólares, un gasto de operación de 3 mil 400 millones de dólares y un costo total de 5 mil 600 millones de dólares. La que sigue por favor.

En cumplimiento con el 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. La que sigue.

En este sentido el volumen original y las reservas cuantificadas que aquí les mostramos en millones de barriles y en miles de millones de pies cúbicos de gas, son las que se muestran, el volumen original para el yacimiento en brecha oscila es de 620 millones de barriles, se piensa recuperar una reserva 2P de 13.1 millones de barriles con un volumen original de gas de 39.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y también la reserva 2P de gas que se piensa recuperar es de 0.8 miles de millones de pies cúbicos. Los factores de recuperación finales estimados para este yacimiento en brecha, son del 27% para el aceite y del 27% para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gas. De igual manera para el yacimiento en JSO se tiene un volumen original de 1,500 millones de barriles, se piensa recuperar una reserva 2P de 371.4 millones, un volumen original de 380 miles de millones de pies cúbicos de gas y se piensa recuperar una reserva 2P de 93 miles de millones de pies cúbicos de gas, con factores de recuperación finales estimados para este yacimiento en JSO de 39% en para el aceite y 37% para el gas. La que sigue por favor.

En esta lámina lo que queremos mostrarles de manera resumida son las actividades que se van a realizar que van a que va a realizar el operador en cuanto a su alternativa de desarrollo seleccionada que consiste en 22 perforaciones, 23 terminaciones, 7 reparaciones mayores, 148 reparaciones menores, el volumen a recuperar 380 millones de barriles de aceite, 94 miles de millones de pies cúbicos de gas, la inversión de 2 mil millones de dólares, el gasto de operación de 3 mil 400 millones de dólares, con los siguientes indicadores económicos, el VPN antes de impuestos de 9 mil 605 millones de dólares, el VPN después de impuestos 1,050 millones de dólares, el VPI 1,400, el VPN entre el VPI antes de impuestos 6.79 y después de impuestos 0.74. La que sigue.

Bueno, en esta lámina les mostramos de manera resumida la distribución y la ejecución de actividades de esta modificación al Plan de Desarrollo de 2020, de enero de 2020 a la vigencia del contrato que sería mayo de 2039. Esta es una ficha que preparamos con el objetivo de que este se mostrara de manera resumida cuál es la ejecución real de las inversiones, cuál es la producción real que se tiene y el volumen acumulado producido real tanto de aceite como para gas y en la tabla de arriba en la parte superior izquierda podemos darnos cuenta del Plan aprobado, qué actividades se han realizado de 2017 a 2019 las que quedaron pendientes y las que se proponen en la modificación de este contrato para la extracción, de esta estrategia de extracción. En cumplimiento del artículo 44 en materia de aprovechamiento de gas, podemos ver en esta gráfica que la meta de, que el porcentaje en cuanto a la meta de aprovechamiento de gas, no sufre modificación al contrario, va para la alta este a partir de enero de 2020.

En cuanto a los mecanismos de medición de hidrocarburos, en esta lámina podemos ver que la corriente multifásica de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos de Ek-Balam se recibe en Akal-C y en Akal-C6 en donde se separan las corrientes de petróleo y de gas, la corriente de petróleo es enviada a la terminal marítima Dos Bocas, en donde se hace una medición de transferencia y la corriente de gas es enviada a Akal-C6 donde se hace una medición de referencia y de transferencia, posteriormente al complejo Nohoch, posteriormente a Atasta en donde se recuperan condensados y al Centro de Distribución de Gas Marino para finalmente, la corriente de gas enviarla al complejo procesador de gas de Ciudad Pemex. La corriente de aceite después de la terminal marítima Dos Bocas en donde se hace una medición de transferencia se envía al centro de comercializador de crudo Palomas. Este esquema funciona para eh la etapa de 2019 a 2020. La que sigue por favor.

Los mecanismos de medición para la etapa 2020-2039 comprenden que la corriente multifásica de Ek-Balam se reciba en Akal-B4 y en Akal-C6 sufre este se lleva a cabo la separación de estas corrientes para que la corriente de aceite sea enviada a la terminal marítima Dos Bocas y la corriente de gas también sea enviada a este en cambio de sufriendo un cambio en cuanto al direccionamiento de esta corriente de gas Akal-Bravo, Akal-C6, posteriormente se reintegra a Nohoch, a Atasta, al Centro de Distribución de Gas Marino y a finalmente al complejo procesador de gas de Ciudad Pemex, la corriente de aceite es enviada a la terminal marítima de Dos Bocas, al centro comercializador de crudo Palomas. La que sigue por favor.

En cuanto al programa de inversiones para esta modificación del Plan de Desarrollo se observa que la alternativa seleccionada presenta un costo total de 5 mil 844 millones de dólares. En los comentarios podemos observar que se añade la estructura ligera marina Balam-TA2, hay reclasificación de algunos montos y algunos costos de reacondicionamiento y la perforación de pozos principalmente. La evaluación económica realizada por esta Comisión, se tienen las premisas en cuanto a la producción de aceite y producción de gas, precio del aceite, precio del gas, las inversiones, el gasto operativo, la tasa de descuento y el tipo de cambio. Los resultados, el VPN antes de impuestos oscila en el valor que presenta el operador, es similar 9 mil 400 millones antes de impuestos y después de impuestos de mil 530 millones de dólares. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de la modificación del Plan de Desarrollo existe la actualización del Programa del Trabajo y Presupuesto para el 2020. Para, en este caso preparamos unas láminas con el objetivo de explicarles brevemente estas modificaciones que sufre el Programa del Trabajo y Presupuesto 2020. El este programa en cuanto al aprobado se tiene un monto aprobado de 1,167 millones de dólares, la propuesta se incrementa 120 millones de dólares lo que equivaldría a un 10.36% para recuperar un volumen de 25.5 millones de barriles de aceite y 6.08 miles de millones de pies cúbicos de gas del primero de enero del 2020 al 31 de diciembre del mismo año. En esta tabla les mostramos de manera resumida las actividades planeadas a desarrollarse en esta actualización al PTP 2020 alineado con la modificación al Plan de Desarrollo.

En esta lámina les mostramos la variación de los pronósticos de producción del PTP 2020 aprobado y el que proponen para modificar, el que proponen para actualización, vemos una ligera variación en los gastos de producción de aceite para estos, estos PTP's y también para el volumen acumulado de aceite para el 2020, de igual manera para los gastos de gas y el volumen acumulado de gas para 2020, se observan varias ligeras variaciones en cuanto a volúmenes acumulados a final de este año. La que sigue por favor.

Finalmente, el Presupuesto de Desarrollo para 2020 está documentado en 1,200 millones de dólares, del lado derecho les mostramos una tabla en la que se adicionan las actividades principales que se van a realizar en este periodo del año 2020. La que sigue por favor.

En cuanto a las conclusiones del Presupuesto, el contratista cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 10.1 y 10.3. El Presupuesto es congruente con el Plan de Desarrollo y el Programa de Trabajo, es razonable puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo actividades descritas en el PTP 2020, es consistente con los requisitos del contrato y se enmarca en las mejores prácticas de la industria. La que sigue por favor.

Las conclusiones en cuanto al Programa de Trabajo, cumple con las cláusulas establecidas en el contrato. Las actividades planteadas contribuyen a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. El pronóstico de producción de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aceite y gas propuesto, prevé recuperar los volúmenes ya comentados, 25 millones de barriles y 6.08 miles de millones de pies cúbicos de gas. Se propone el uso de tecnología en el ámbito de perforación y terminación de pozos, y se consideran adecuadas las instalaciones para la producción de hidrocarburos contenidos dentro del área contractual. El operador cumple con los elementos del artículo 42 referente al punto de medición para aceite y gas en materia de los lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos.

Finalmente llegamos a las recomendaciones por parte de esta Comisión al operador. Las dividimos en 5 rubros: geología ingeniería y yacimientos y les recomendamos corroborar mediante los estudios pertinentes la posible compartimentalización del yacimiento JSO con el objetivo de optimizar el patrón de inyección de agua, reanalizar y actualizar el modelo estático y dinámico con la información de los pozos nuevos y dar mayor certidumbre al volumen original y de reserva remanente en los yacimientos de brecha y JSO. Para el control de la producción de agua de formación y de inyección en los pozos productores del JSO analizar e implementar nuevas alternativas tecnológicas para mitigar sus efectos y en lo posible alargar la vida productiva de los yacimientos, esto en cuanto a materia de control de agua. En recuperación secundaria se recomienda realizar un estudio sobre el gasto de inyección de agua en el yacimiento Balam JSO considerando un inminente incremento en el corte de la misma en la producción y en la producción a mediano plazo estudiando en paralelo la posible implementación de otros métodos de recuperación adicional que incrementan el factor de recuperación del campo. Sistemas artificiales de producción, optimizar las operación de los equipos de bombeo electro centrífugo que permitan mejorar la recuperación de aceite de los yacimientos. Y finalmente en materia de abandono, definir una estrategia con diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura del área contractual con el objeto de optimizar los costos. La que sigue por favor.

Esta presentación cumple con la norma con la normatividad aplicable en el artículo 44, artículo 39 de la LORCME, el cumplimiento de los lineamientos de Planes y los artículos correspondientes el 10, 21 al 26, 58, 59 y el artículo 62, el cumplimiento de los lineamientos técnicos en materia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

medición de hidrocarburos, los que están citados en la lámina y finalmente el cumplimiento de las disposiciones técnicas de aprovechamiento gas natural asociado. La que sigue por favor.

El resultado del dictamen derivado del análisis presentado se propone un dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017, presentado por Pemex Exploración y Producción mismo que de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del contrato o se apruebe una modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Ingeniero Paredes. Comisionados, Comisionada Alma América

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo tengo una duda en cuanto a las 22 perforaciones que tienen en su alternativa propuesta ¿Van a ir a lo que es oxfordiano bueno al Jurásico, al Oxfordiano? ¿O algunos irán al Cretácico? ¿Todos van al Oxfordiano?

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El objetivo del Plan, de la modificación de este Plan de Desarrollo, es principalmente desarrollar el yacimiento en JSO, el Oxfordiano y mantener la producción que se tiene en el yacimiento de la brecha.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, que no van a irse al bloque este del este de que no han desarrollado aparentemente en el Cretácico.

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- ¿En el yacimiento de brecha? No, no hay desarrollo para la brecha.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y en ese volumen no lo han modificado a partir del de los pozos que han perforado hacia el JSO?

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No? O sea ¿Se hace raro, no? De que tengan un volumen aparente en lo que es la parte del Cretácico y que aparentemente no lo hayan desarrollado, o sea todos los pozos a nivel, si nos vamos a la lámina donde tienen las características que es la 4. O sea, aparentemente del lado izquierdo en el mapa tienen únicamente desarrollado lo que es la brecha del yacimiento del Cretácico con, con los pozos este de ¿Es Balam, no? Y lo que es la parte de ¿Entonces es Ek? ¿O qué es? la de este lado.

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, Ek es el del lado izquierdo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah bueno, o sea no, ¿No desarrollaron el bloque este de Balam verdad? ¿Pero si tienen un volumen ahí?

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aparentemente.

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero no lo, no lo van a explotar?

ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN. - No.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Seguramente es por el riesgo que tienen en la categoría, perdón. Pero si vamos a la lámina 32, es parte de las recomendaciones que estamos haciendo nosotros donde ponemos que se requiere reanalizar y actualizar el modelo estático y dinámico con la información de los nuevos pozos porque los nuevos pozos, sí porque ahí van a pasar y eso les va permitir a ellos tener mayor certidumbre sobre los volúmenes que hay en esos bloques, tanto original como remanente y en base a eso si encuentran ellos este o pueden tener



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayor información con esta que obtengan en los nuevos pozos, pues pueden ellos de alguna manera detonar una que sea posible un desarrollo comercial en esa zona.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, ahora sí nos vamos a la lámina 8 por favor. O sea, ahí la reserva que aparentemente van a explotar es la reserva 2P. O sea, lo que es de aceite si nos vamos son más o menos 384.5 sumando lo que es brecha y Jurásico. Y la alternativa en la página 14 dicen que van a obtener al 2047, o sea, más allá de su vigencia del contrato, pero son 469.57. ¿De dónde sacarían esa parte?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es lo que comentábamos, la 2P se agota en 2039 y todo lo demás que están viendo es este reserva que tienen todavía en 2P y parte de la 3P.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, entonces la 2P es más.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea ¿Está en un error? ¿o qué?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No, no, no ahorita aquí lo ponemos, si podemos ir a la lámina 38, ahí esta el detalle de cómo esta distribuida la reserva.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, esa no la vimos.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No, es que esa la traemos como apoyo, porque aquí ya viene el este cada una de las categorías de reservas como las tenemos y nada más que ahí, también vienen sumadas para aceite lo que es Ek-JSO y tenemos también lo que sería el detalle para lo que sería la brecha. Entonces.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿sí irían a la brecha?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- La brecha la van a seguir explotando con el volumen remanente que tienen, que ya es este mínimo lo que tienen ahí ellos reportado.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora sí que perdón, no entiendo, porque en la 8, si nos vamos a, perdón, otra vez a la 8, que es la que presentaron dice Reservas Cuantificadas al primero de enero que todavía no están, dice cuantificadas, bueno no están certificadas al primero de enero 2020 y o sea si están cuantificadas al primero de enero 2020, yo supongo que es 371.4 más 13.1 son los 384.5 ¿sí? Entonces ¿es o no es? O sea ¿hay más cuantificado el 2020? ¿al primero de enero 2020?

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

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Este lo que presenta el operador es la reserva remanente cuantificada y no, no se lo que viene en las gráficas después en la gráfica de producción después de la vigencia del contrato es este es lo que produciría el operador en caso de que se continuara explotando el campo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero entonces no serían reservas 2P.

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, estaría dentro de la reserva 3P.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, o sea podrían reclasificar a futuro, podría ser.

INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, pero ahorita es lo que tienen garantizado. OK, gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este es uno de los campos más interesantes del país, es quizá el contrato que tiene la mayor producción y sin embargo es la única migración sin socio que existe, es un contrato producto de una migración sin socio no, no de una ronda. La pregunta que yo me hago y quizá yo se que no hay respuesta, si ¿no valdría la pena calcular la parte digamos financiera del proyecto y ver si realmente le conviene tener a Pemex un contrato producto de una migración sin socio o quedarse como una Asignación?

Entonces yo sé que no lo prepararon que no hay respuesta, pero vale la pena hacer el cálculo. O sea ¿qué realmente es lo mejor? Porque esta área va a producir 100 mil barriles en 2 años, entonces habría que buscar la mayor rentabilidad para la empresa del Estado, entonces no sé si pudiéramos pedirle en este caso a la Dirección General de Evaluación y Economía que corra las dos alternativas y luego ya Pemex tomará la decisión que, que mas le convenga.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, bueno nada más puntualizar un poco en las ventajas que tiene usar un contrato de producción compartida respecto al régimen de asignaciones ¿no? Primero que nada, este el régimen de asignaciones te permite un monto máximo de deducción o 12.5% del valor de los hidrocarburos en el área o 6.1 dólares por barril de petróleo crudo equivalente producido. Ese régimen de asignaciones va para aguas someras. En el caso del contrato de producción compartida te permite una deducción de costos de hasta 60% que le llamamos "recuperación de costos", entonces ¿qué te permite esto como operador? es adelantar digamos, los flujos a través de los cuales yo pueda hacer las deducciones, es decir, me permite que si hoy gasto puedo deducir más rápidamente los costos que yo estoy teniendo. Entonces en el presente, en el día de hoy, puedo tener un incentivo mucho mayor a realizar las inversiones tanto para inversión como para mis gastos operativos que respecto a un régimen que tiene un poquito más de restricciones sobre el límite que yo puedo gastar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces en el día de hoy, en el presente yo tengo más incentivos a invertir. Al final de cuentas si hacemos la comparativa digamos del régimen de asignaciones y del contrato de producción compartida puede ser digamos, como lo hemos comentado es este que las bajas digamos de las tasas que hemos tenido por el cambio en la ley de ingresos sobre hidrocarburos a 54% , puede ser que si lo vemos como agregado. Como si lo viéramos ya al final del proyecto, podrían ser hasta equivalentes. No obstante, la principal ventaja del contrato de producción compartida es ese límite de recuperación de costos, que me permite hoy invertir y en el futuro el Estado garantiza que ese ingreso pues lo estoy recuperando pero ya después, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Yo 2 temas puntuales. En la lámina 18 hay un asterisco ahí que dice que se tuvo un siniestro el 7 de enero del 2020 en Akal-C6, que es entiendo donde se lleva a cabo la medición nos podrías nada más pues profundizar al respecto ¿qué pasó derivado de este accidente? ¿Y qué en términos de la medición hacia adelante que va a pasar?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- A reserva de ahorita nos complementen nuestra área de medición, lo que tuvieron ellos fue un accidente, como se supo tuvieron un incendio, se les dañaron diferentes instalaciones y como se ve en el diagrama la producción que se estaría cuantificando en ese punto era todo lo que es el gas, ahí es donde se mide el gas.

De momento lo que nos reportó Petróleos Mexicanos ya lo hizo de nuestro conocimiento mediante un oficio es que tuvieron el accidente y que ese punto temporalmente lo están moviendo a C2 para seguir ellos midiendo, lo que este se les contestó tomó conocimiento aquí nuestra área jurídica y la dirección de medición, se les contestó diciendo que se tomaba conocimiento y que se les estaría solicitando, requiriendo información adicional. Es medio complicado operativamente que en este momento nos puedan definir de manera definitiva donde va a quedar el punto, si se va a quedar de forma definitiva en donde está temporal



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ahorita en C2 o lo van a regresar a C6 porque todavía ellos están atendiendo parte de la contingencia tienen que hacer análisis de ingeniería, dismantelar la parte quemada y en este momento sería complicado que puedan definir esa parte, pero si nos puedes este apoyar.

INGENIERO JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, claro que sí. Bueno actualmente el área contractual de Ek-Balam cuenta con un punto de medición provisional ubicado en Akal-C, sin embargo, se presentó mediante un oficio un aviso y este en términos del artículo 52 de nuestros lineamientos fracción V — gracias — donde nos informó la eventualidad de la plataforma Akal-C6 por lo que tuvieron que derivar temporalmente como lo mencionó el Ingeniero la producción a Akal-C2 y con la finalidad de no detener la producción pues lo movieron a temporalmente a Akal-C2. Por otra parte, se le recomendó al operador que presenten la solicitud de modificación a estos puntos de medición provisional comentando que se manejará una flexibilidad operativa en C6 y C2, con el objetivo de que se les pueda reconocer la medición en ambos puntos, es decir, en un futuro si se ingresa esta modificación se podría continuar la medición y las etapas serían este conforme a lo planeado.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Muy bien. Y el otro tema, en la durante la exposición se dijo, porque así era, que la Secretaría de Economía no tenía elementos para pronunciarse respecto del porcentaje mínimo en el Programa de Contenido Nacional, no obstante, se pronunció el día de ayer, ayer por la tarde a las 12:53 de la tarde, ya llegó el oficio. Entonces lo que yo quisiera solicitarles, si están de acuerdo colegas, es que se ajuste el dictamen en ese sentido, pues porque el oficio de la Secretaría de Economía dice, lo leo la parte conducente, dice "No se puede emitir opinión favorable hasta que dicha observación sea subsanada" y bueno la observación es un tema que tiene que ver con el Programa de Inversiones en fin, ese no es tema que nos ocupe ahora, pero si es tema creo el que la Secretaría de Economía insisto, se haya ya pronunciado. Entonces yo lo que solicitaría insisto si están de acuerdo es que hagamos el ajuste respectivo para establecer que por lo que hace al tema de la opinión favorable de la Secretaría de Economía, pues el contratista tendría que subsanar la observación que ya le fue



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

formulada y bueno, pues en su caso, una vez que esto suceda pues continuar con el trámite normal. Si están ustedes de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante Ramón.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Gracias Presidente, buenas tardes Comisionados. En este sentido en cuanto al comentario del Comisionado Pimentel, efectivamente el día de ayer recibimos este oficio por parte de la Secretaría de Economía. Por temas de convocatoria a esta sesión el material ya se les había circulado y en el momento que se les circuló no contábamos con ese oficio, por eso la resolución está en el sentido de que no lo teníamos. Y establecimos la condición que normalmente ponemos, de que cuando no lo tenemos lo aprobamos como tal y si en un futuro nos llega una opinión no favorable, el operador tendrá que venir a modificar.

Bueno esa situación ya no está vigente debido a que efectivamente ya recibimos la comunicación de la Secretaría de Economía en el sentido de que no es, no cuentan con los elementos para dar una opinión favorable. El ajuste que haremos como lo pide el Comisionado Pimentel y es algo que ya habíamos previsto es que pues vamos a agregar un lenguaje en donde le digamos al operador que deberá atender las observaciones que le hace la Secretaría de Economía, tal como lo dice ese oficio y que deberá pues acreditar ante esta Comisión que ya las subsanó y si es el caso si es el caso en el que derivado de la atención de estas observaciones cae en un supuesto de modificación del Plan que le estamos modificando, ya modificando ahora en término del artículo 62 de los lineamientos, pues tendrá que venir a la Comisión a modificar su Plan, si no cae en un supuesto de modificación, pues no tendrá que hacerlo y únicamente tendrá que acreditar el cumplimiento de las observaciones que le hizo la Secretaría de Economía para que nosotros ya, digamos, tomemos nota de esa situación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. O sea, ¿el acuerdo vendría en ese sentido?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Así es, haríamos esa modificación. No tenemos problema en aprobar esta modificación aún con la opinión negativa, debido a lo que dice el artículo 11 de nuestros lineamientos y en expresión de nuestra autonomía técnica para aprobar datos administrativos, pero sí le pediríamos al operador que nos notificara sobre estas situaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Estamos aquí ocupados viendo el Plan de Desarrollo de Ek-Balam y nuestro objetivo como Comisión Nacional de Hidrocarburos es maximizar valor. Me parece que la lámina 32 tiene una gran importancia y en el año 95, de acuerdo como se planteó en la presentación, empezaron con la aplicación de BEC el sistema de bombeo electrocentrífugo. Unos años antes, en el año 93, empezamos con las pruebas en Q y fue lo que hizo un cambio de paradigma total en la industria petrolera mexicana con respecto a lo que se hizo en este tipo de sistema artificial de producción.

Antes se había planteado que pudiera ser ocupado en Cantarell y no se quiso en aquel tiempo porque se decía que el BEC no funcionaba, funcionó en Q y posteriormente hace 25 años se empezó aquí en Ek-Balam con resultados favorables, esto significa que Petróleos Mexicanos ya tiene bastante experiencia en ese tipo de sistemas artificiales de producción y el BEC tiene, el bombeo electrocentrífugo, tiene varias características importantes, una de ellas es de que puede ser utilizado para pesados como este o además también con alto contenido de agua, los pozos pueden seguir fluyendo con alto contenido de agua. Y todavía en la presentación, ahorita voy a hacer algunas observaciones acerca de las recomendaciones, pero me voy por partes.

La primera es que Petróleos Mexicanos apartó un dinero para hacer un estudio para la inyección de agua y nosotros aquí en la recuperación secundaria decimos que una de nuestras recomendaciones es realizar un estudio sobre gasto inyección de agua en el yacimiento Balam JSO, entonces yo creo que más que poner realizar, como una recomendación nosotros, es adelantar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estudio o hacerlo lo más antes posible, porque eso nos va a permitir tener un incremento en los factores de recuperación. Pero por otro lado también no solamente es el que lo adelanten si no que van a generar mas producción de agua y también lo ponen ustedes por ahí "control de agua" que es el que está arriba, dice para el control de la producción de agua y de inyección de productores, analizar e implementar nuevas alternativas. Entonces, una parte importante es la construcción de la infraestructura en superficie ¿si? Ver si hay la capacidad para poder mantenerlo, pero además también todo lo que es la protección anticorrosiva de todo el flujo que se va a tener que llevar, eso creo que también debemos de pedir que ya lo vayan adelantando. En la parte de sistemas artificiales de producción una situación es que puedan aprobar el factor de recuperación, pero lo más caro de los sistemas artificiales de producción de BEC, es el estar sacando el equipo cuando se daña, son gastos mucho muy altos porque hay que llevar equipos.

Ahora ya hay adelantos y hay equipos que se van con tubería flexible, pero son gastos muy altos, entonces en la medida que ellos puedan mantener el equipo BEC funcionando en el fondo, eso lo que va a permitir bajar costos. Entonces yo propongo que haya un sistemas artificiales de producción, además de que permite mejorar la recuperación de aceite también hay que poner la parte de reducción de costos y esa reducción de costos puede ser muy importante. En la parte de los tiempos, en 2039 vence pues el contrato que tiene es un contrato, es el primer contrato que tiene Pemex en donde migra sin socio, que ya comentó el doctor Moreira pues es el que más aporta de todos los contratos, pero todavía para esa fecha de acuerdo con los pronósticos de producción van a tener demanda de 20 mil barriles, aunque ya explicaron que eso es parte de la reserva 3P, yo creo que la reserva 3P, es parte de los que estoy comentando aquí, que con el BEC van a poder sacar más, durante más tiempo con altos porcentajes de agua y creo que se puede e mantener una producción después del año 2039, creo que ustedes la llevan hasta 2058, entonces aquí lo que creo que nos conviene como Comisión Nacional de Hidrocarburos es volver a insistir en el planteamiento que siempre hemos hecho, que los contratistas pues tengan el tiempo suficiente para poder explotar el yacimiento, que no llegue hasta 2039, si no que se vaya viendo el que pudieran tener la posibilidad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de seguir en el contrato. De acuerdo con la ley, en el momento que termina, como es un contrato tendría que licitarse y así es con todos, entonces me parece que un una situación adecuada sería que pudieran darle la certificación jurídica para que continuara, es esta discusión la hemos tenido aquí en varias ocasiones y pues alguien piensa: "Pues 2039 todavía esta muy lejos ¿no?". Pero pues más vale que lo digamos ahora para que la Secretaría de Energía vaya revisando todos estos casos.

Entonces bueno, con respecto al abandono eso también es muy importante para optimizar costos, pero creo que hay que poner ahí que ese abandono tiene que ser supeditado a la seguridad de las instalaciones. No por optimizar costos al mandar abandono más alejado en tiempo por las cuestiones del valor presente neto, pudiera ponerse en peligro alguna instalación con alguna fuga que pudiera ser tecnológicamente más cara, eso creo que también es importante ponerlo aquí en el abandono.

Lo otro que tiene que ver con el trabajo de la CNH, tenemos que dar un seguimiento puntual de este tipo de yacimientos en la supervisión, de tal forma que vayamos analizando si este fue el mejor plan que se tiene para el yacimiento, siempre es lo mismo, se plantea un Plan, ese Plan va cambiando en el tiempo en la medida que se tiene más información. Aquí se van a perforar muchos pozos, pero no solamente la perforación de pozos, la producción de los pozos actuales también da muchísima información, entonces cuando dicen ahí "reanalizar y actualizar el modelo estático" pues eso es algo que tendrían que hacerlo una cuestión operativa y a lo mejor ahí en lugar de reanalizar y actualizar si no mantener actualizado, no sé, sería como la palabra, más que reanalizar porque ya tienen un análisis.

Estas recomendaciones creo que son de la parte más importante del de todo lo que ustedes hicieron en la visualización del Plan. Y también algo que creo que se tiene que enfatizar es que se esté haciendo en tiempo récord ¿no? con las prevenciones y eso creo que hay que felicitarlo por parte de ustedes porque pues hay muchas cosas que revisar, son muchos detalles para finalmente llegar a una lámina en donde todo se analiza muy simple y al parecer como que no tuviera cuestiones de ingeniería muy complicada en la parte de atrás, entonces bueno pues sí reconocerles este trabajo. Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Martínez. Adelante, Ramón.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Gracias ingeniero, rapidísimo sólo en cuanto un comentario del Comisionado sobre la vigencia del contrato. Efectivamente el contrato tiene una vigencia hasta mayo del 2039, sin embargo establece la posibilidad de dar 2 prórrogas, hasta de 5 años cada prórroga o hasta la vigencia del límite económico de la Asignación si es que es menor al acumulado de las prórrogas. Entonces en algún caso podríamos irnos hasta el 2049 o hasta el límite económico si es que es menor, es menor a esta fecha.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí creo que vale la pena aquí enfatizar en que no es que se esté pensando de 2039 para delante, para atrás, tiene que haber Planes de recuperación secundaria o de recuperación mejorada o de alguna otra situación de infraestructura que requiera de certidumbre jurídica. Porque si se hacen las inversiones y después no le toca al operador o le es muy complicado, estoy hablando de cualquier operador, estoy hablando de contratos, no específicamente de Ek-Balam, entonces lo que se debería es dar una certidumbre jurídica para que esas inversiones pudieran tener de alguna forma un provecho para el operador y eso es muy útil para la parte de la recuperación secundaria y mejorada y siempre lo hemos estado diciendo, que eso es lo más adecuado.

Si en 2039 hay la posibilidad de que 5 años más 5 años, pero por alguna razón no se quiere hacer 5 y 5 ¿qué pasó con todas las inversiones? Las cosas cambian en el tiempo, no sabemos qué puede suceder, entonces más vale que le den certidumbre jurídica desde ahora y no me refiero solamente a esa, a cualquier otro y asignaciones y contratos.

Esa debería ser como que la lógica, porque en la medida que el operador tiene el total del tiempo para operar entonces no hay distorsiones, no hay distorsiones y están también ellos buscando la maximización del valor del yacimiento, si no es así, entonces ellos van a buscar la maximización del valor en el tiempo que les toca. Esa es la gran diferencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Una gran diferencia. ¿Algún comentario adicional Comisionados? Damos lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.08.007/2020

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 respecto del contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

ACUERDO CNH.E.08.007/2020

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 fracción VIII 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 al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.008/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Programa de Trabajo 2020, relacionado con el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-M1-Ek-Balam/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ACUERDO CNH.E.08.008/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 8.4 del Contrato CNH-MI-Ek-Balam/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2020 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.009/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Presupuesto asociado a la modificación del Programa de Trabajo 2020 presentado por Pemex Exploración y Producción para el contrato CNH-MI-EK-Balam/2017.

ACUERDO CNH.E.08.009/2020

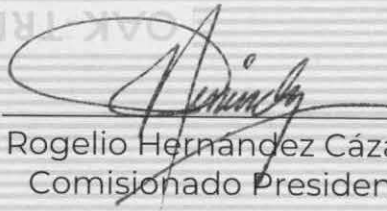
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 10.3 del Contrato CNH-MI-Ek-Balam/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto, asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:30 horas del día 6 de febrero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Octava Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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.



Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente




Alma América Porres Luna
Comisionada



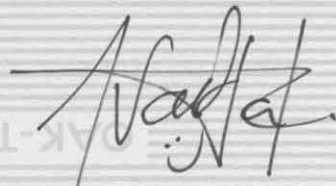
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

