



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:11 horas del día 17 de mayo del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0397/2018, de fecha 16 de mayo de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 la modificación de 8 planes de exploración presentados por Pemex Exploración y Producción.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado a la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0160-2M-Campo Ixtal.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de 8 planes de exploración presentados por Pemex Exploración y Producción.**

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

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Buenos días Comisionada, buenos días Comisionados, muy buenos días a todos. Vamos a poner a su consideración el dictamen técnico sobre la modificación de estos Planes de Exploración de Pemex Exploración y Producción. Son 8 asignaciones, son en tierra como vamos a ver más adelante. Por favor la siguiente.

Los fundamentos legales es la Ley de Hidrocarburos sobre el artículo 44, fracción primera, sobre la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial de hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área, así como el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde establece que la CNH ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo en las siguientes bases. Para exploración aplica pues acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, la reposición de reservas de hidrocarburos a partir de los recursos prospectivos, así como la utilización de la tecnología para la exploración más adecuada y promover el desarrollo de las actividades de exploración en beneficio del país. En los artículos 7 y 8 de nuestros lineamientos – el artículo 7 – sobre los principios y criterios que rigen la evaluación técnica de los planes por parte de esta Comisión y el artículo 8 de los elementos a evaluar en el dictamen. El artículo 40, fracción primera también, de las modificaciones a los planes en materia de exploración. Esto principalmente cuando se obtenga, a través de las actividades de exploración, información o conocimiento nuevo del subsuelo que haga deseable una modificación al plan. Por último el anexo 1 de la guía para los planes de exploración, así como el elemento y condición quinto y décimo octavo del título de asignación. Adelante por favor, la siguiente.

Les comentaba que estos 8 planes están en tierra, ahorita vamos a ver el desglose de cada una de ellas. Dos en esta área que es la parte de la Cuenca de Veracruz y los demás están en las Cuencas del sureste. La superficie total de estas 8 asignaciones son de 5,609 km² y la motivación de estos planes es continuar la identificación y evaluación de los prospectos en estas áreas, en estas asignaciones, así como evaluar descubrimientos realizados y enfocar actividades exploratorias hacia nuevos descubrimientos hacia la incorporación de reservas de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces el operador nos manda dos escenarios operativos. Un escenario base, que son las actividades exploratorias mínimas a ejecutar en cada una de estas 8 asignaciones, y un escenario incremental, que son actividades exploratorias que se realizarían dependiendo de los resultados de las actividades exploratorias del escenario base. Continuando con la relación cronológica de este proceso en el periodo... la Comisión, perdón – no, la SENER – otorgó el periodo adicional de exploración a Pemex Exploración y Producción en agosto de 2017. Después Pemex hizo la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Exploración para este periodo adicional de dos años. Recordemos que en agosto de 2017 fue cuando se terminó el primer periodo, en diciembre de 2017. Y se atendió la prevención y aclaraciones por parte del operador en febrero, a finales de febrero de 2018, y se declaró la suficiencia de información en marzo. Se hizo la evaluación y el dictamen del Plan de Exploración para el periodo adicional y, bueno, estamos en mayo ahorita para la resolución de este Órgano de Gobierno. Adelante por favor.

En cuanto a dónde están localizadas estas 8 asignaciones en la cadena de valor de exploración, bueno, vemos que abarca desde evaluación del potencial hasta la incorporación de reservas y en la parte izquierda ustedes van a ver el escenario base que están proponiendo para estas 8 asignaciones. Son 12 estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, 11 estudios VCDSE, 9 pruebas de prospectos, procesamiento sísmico de 36 km de procesado 2D y 2,668 km² de procesado 3D. Y la perforación de prospectos exploratorios que es lo más importante que resalta, son 10 pozos para el escenario base y la terminación de un pozo más. En cuanto al escenario incremental se propone hacer 7 estudios más, 6 VCDSE más y 6 pruebas de prospectos más. Entonces el procesamiento sísmico se incrementaría en 1,549 km² y 7 pozos más en este escenario incremental. Adelante por favor.

Si comenzamos con los dos primeros, están ubicados en la Cuenca de Veracruz, que es la Cuenta del Sureste. Son las asignaciones Tesechoacán-01, que es esta que está en esta parte izquierda, y Tesechoacán-02. La superficie total de estas asignaciones es de 1,564.5 km². Entre las dos asignaciones se propone hacer 7 estudios exploratorios en el escenario base y 4 en el incremental. El procesamiento de la información sísmica principalmente en este caso sísmica 3D en un escenario base de 767 km² y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

814 km² en el escenario incremental. Aquí se perforarían dos pozos, están ubicados uno en esta asignación, que es el Ramie-1 y el otro es en el pozo Apampal-1. Estos dos pozos se perforarían en el escenario base. Lo que presento en esta tabla es un resumen del recurso prospectivo asociado a estos dos prospectos a perforar, su probabilidad geológica y la posible incorporación de reservas en caso de éxito de estos dos pozos. Adelante por favor.

Existen 4 asignaciones que están distribuidas en lo que es la Cuenca del Sureste. Esta asignación que ustedes están viendo es Agua Dulce-05, esta es Mezcalapa-04, Mezcalapa-03 y esta es Mezcalapa-07. Entre ellas el total de superficie es de más de 3,900 km² y propone el operador realizar 18 estudios exploratorios en el escenario base, 12 en el escenario incremental, así como el procesado sísmico de sísmica 3D de 1,901 km² en el escenario base y 735 más en el escenario incremental. En estas 4 asignaciones están proponiendo perforarse 6 pozos en el escenario base y terminar un pozo que se perforó en el primer periodo de exploración y 6 pozos en el escenario incremental. Igualmente esta tabla refleja el nombre de los prospectos, los recursos prospectivos asociados tanto en el escenario base como en el incremental, la probabilidad geológica de cada uno de ellos y la posible incorporación de reservas. Al último vamos a ver el total de recursos prospectivos de estas 8 áreas. Adelante por favor.

Por último, en las Cuencas del Sureste también una zona transicional. Está esta asignación que se denomina Okom-08 y en el cual están contemplándose hacer 7 estudios exploratorios en el escenario base y 3 en el escenario incremental. Aquí se está planeando hacer 36 km de sísmica 2D en el escenario base y la perforación de dos pozos en el escenario base y uno más en el incremental. Igual la tabla que ustedes ven abajo en esta presentación está el nombre del prospecto para el escenario base. Son dos prospectos y en el escenario incremental uno, los recursos prospectivos, su probabilidad geológica y la posible incorporación de reservas de esta asignación. Adelante por favor.

Haciendo ya un conteo de los 10 pozos que se van a perforar en cada una de estas asignaciones, vemos que los objetivos geológicos van desde el Terciario, objetivos someros algunos – 2,781 por ejemplo para este prospecto Apampal-1, el Mioceno Medio – hasta pozos de 7,300 metros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como el Quesqui, que está en Mezcalapa-07, que va con objetivos del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Estos son 10 en el escenario base y 7 en el incremental. Adelante por favor.

Resumiendo, el total para las 8 asignaciones se tiene 32 estudios exploratorios en el escenario base y 19 en su caso que se aplique el escenario incremental. El procesamiento de información sísmica de 36 km de sísmica 2D en el escenario base y más de 2,660 km² de procesado sísmico 3D. Estos ambos para el escenario base. En su caso se aplicaría 1,549 km² procesado de sísmica 3D. La perforación de 17 prospectos exploratorios, que es lo que más resalta para llegar a un descubrimiento posible: 10 pozos en el escenario base y la terminación de un pozo y 7 pozos en el escenario incremental. Los recursos prospectivos a la media sin riesgo de estas 8 asignaciones son de 316 millones en el escenario base y 176 millones en el escenario incremental de barriles de petróleo crudo equivalente. La inversión de los Planes de Exploración para este periodo de 2 años en el periodo adicional son para el escenario base de 4,294 millones de pesos y 1,552 millones de pesos para el escenario incremental. Adelante por favor.

Entonces en base al análisis que se realizó, en base a los estudios que se están planeando realizar en estos 2 años en estas 8 asignaciones, pues los Planes de Exploración presentados se advierten técnicamente viables ya que cuando menos hay un pozo en cada una de la asignación programada para el escenario base, que es el compromiso que se tiene para perforar en cada una de ellas ¿no?. Entonces se presenta técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas pues permiten maximizar el valor estratégico de estas 8 asignaciones mediante la identificación y evaluación de prospectos exploratorios – como ya vimos, se tienen 17 en general –, así como la incorporación de reservas adicionales derivadas de la perforación de estos pozos y de los nuevos descubrimientos, en términos de lo establecido en el artículo 44 fracción de la Ley de Hidrocarburos, artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Por lo tanto pues se propone a este Órgano de Gobierno de esta Comisión la aprobación de la modificación de estos planes para las 8 asignaciones que se enlistan aquí: la AE-0023-M-Okom-06, AE-0039-2M-Tesehocán-01, AE-0040-2M-Tesehocán-02, AE-0046-2M-Agua Dulce-05,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

AE-0053-2M-Mezcalapa-03, AE-0054-2M-Mezcalapa-04, la AE-0057-3M-Mezcalapa-07 y la AE-0064-M-Usumacinta-01. Es lo que tenemos.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Yo tengo, bueno, más bien si me pueden aclarar. Se supone que el plan se está autorizando el día de hoy, ¿no? Entonces la inversión no puede ser 2017-2019, es una lámina anterior. Entonces me queda la duda, porque no nos presentaron un cronograma, las actividades cuándo están planeadas, porque nada más quedaría un año, dos-tres meses, ¿no? Entonces yo pediría, o sea, que nos aclararan si estas actividades están comprendidas de mayo 2018 a agosto 2019. ¿Así se confirmó y es lo que se está autorizando el día de hoy?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No doctora. Este presupuesto está desde agosto 2017 hasta agosto 2019, es el periodo. No sé si te puedes salir por favor de la presentación y poner la lámina 10 nada más como ejemplo de un cronograma de estas actividades para la... O la 11, perdón, la 11. Este es para Mezcalapa-03 por ejemplo. Este es un programa que viene. Recordemos que Pemex en estas asignaciones continuaron haciendo las actividades que se tenían ya aprobadas en el primer periodo de exploración. Entonces sí viene, el presupuesto viene desde 2017 hasta 2019. Esos dos periodos, dos años de periodo. No sé si alguien quiera pasar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Para este caso, las asignaciones se ha venido trabajando únicamente en actividades como conocemos de gabinete, interpretación, buscar nuevos prospectos, algo de trabajo de interpretación con la sísmica. Esas han sido las actividades que se han venido realizando. Las perforaciones de los pozos pues esas están consideradas para la mitad, bueno, para este año ya para el 2018, entonces por lo cual pues nosotros consideramos que, bueno, esas actividades ya tenían una secuencia que no impactaba mucho a la aprobación de este plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Adicionalmente algunos de los planes, por ejemplo Mezcalapa-04, contempla actividades a partir de enero de este año y hasta el término de la vigencia. O sea, no todos hicieron esos estudios de gabinete que están comentando el ingeniero Ricardo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, estamos revisando una modificación, ¿no? Y tengo duda con respecto a Mezcalapa-07. Casi en general esta es la primera o la segunda modificación. Pero en Mezcalapa-07 ya son tres modificaciones. Si nos pudieran platicar en forma genérica cómo se han dado esas modificaciones, qué es lo que han cambiado, han cambiado tiempos, han cambiado pues no sé, actividades. Y bueno, a lo mejor para que se entienda más es que cada una de ellas tiene una nomenclatura, ¿no? Y entonces en la nomenclatura cuando vemos la M, por ejemplo la asignación 0023 tiene una M, quiere decir que tiene una modificación. La 0031 tiene dos modificaciones y así sucesivamente hasta Mezcalapa-07 que tiene 3 modificaciones. Esa es la nomenclatura que a lo mejor no se explicó, pero pues platicarnos – ¿no? – qué significa eso y la razón por la cual están regresando a plantear modificaciones a planes.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ahí lo que sucede es que hay que entrar digamos a la historia de cada asignación y en general en esta parte de Cuencas del Sureste, si vemos esta asignación es la que está aquí justamente. En esta zona de Cuencas del Sureste lo que sucedió fue hace ya varios años Pemex solicitó la reducción de algunas asignaciones porque estaban en zonas ambientalmente sensibles. Luego se decretaron unas zonas de salvaguarda por parte de la SENER. Bueno, más bien la SENER se lo propuso al ejecutivo y se decretaron. Se volvieron a recortar. Y en algunos casos también Pemex solicitó la reconfiguración de algunas áreas para hacer clúster para hacer migraciones a contratos. Entonces por eso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

algunas sí llevan ya dos o tres o hasta más y en algunos casos no las han tocado, ¿no? Eso es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Algunas también se recortaron por estas áreas – ¿verdad? – que estaban vetadas, áreas de salvaguarda sobre todo, como en la de Okom.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Pero para la 0057, la última modificación, la última M es referente a la modificación para los clúster que se llevaron a cabo. Esa fue la última modificación.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si hay una modificación por cualquiera de las razones que ustedes mencionaron, hay una modificación del título de asignación y por lo tanto eso puede afectar digamos el Programa Mínimo de Trabajo. Entonces yo quiero entender que el escenario base cumple con el Programa Mínimo de Trabajo en todas las ocasiones.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Recordamos que el compromiso es cuando menos tener un pozo en cada asignación para hacer un descubrimiento. Ese es el compromiso mínimo, que se puede poner como el compromiso mínimo de trabajo que se decidió en este Órgano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro. ¿En eso consiste fundamentalmente la modificación, en agregar el pozo? Es pregunta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, la respuesta es no. A ver.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- La modificación consiste en que estas asignaciones al haberseles otorgado el periodo adicional requieren un plan para transitar por este periodo adicional. Entonces traían un plan ya para el primer periodo y se modifica ahora para continuar con el segundo periodo. Entonces es por eso la modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo. Pero pregunta: ¿estas asignaciones, estas 8 asignaciones ya tenían trabajo de perforación previo exploratorio?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces cuando se da la extensión se da una extensión por las causas que estableció la SENER, mismo que también este Órgano de Gobierno recomendó, pero fundamentalmente yo recuerdo que en muchas de estas asignaciones Pemex no había podido realizar esos trabajos exploratorios ya de subsuelo, es decir de perforación, y aquí sí ya están programados pues básicamente en los casos que ustedes nos enseñaron 2019, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- 8-10 pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 8-10 pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 10 pozos en el escenario base más 7 en el incremental.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 10 pozos. ¿Esos 10 pozos en el escenario base ya estaban contemplados en los planes previos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No. Entonces aquí la modificación sustantiva es derivado de la ampliación que da la SENER. ¿No? Recordemos estamos hablando de las asignaciones de exploración que se le otorgaron a Pemex en Ronda 0, en donde hubo una evaluación por parte de esta Comisión, se vio que no se habían logrado cumplir los trabajos mínimos, pero que había circunstancias particulares extraordinarias como la caída del precio en relación a los tiempos en que se dio la Ronda 0, que fue 2014, a los precios y los ingresos que tuvo Pemex. Y sobre esos argumentos a Pemex se le da una extensión de dos años y lo que estamos viendo es que en estas asignaciones, en estas 8 asignaciones no había perforación. No estaba contemplado, no lo tenían, no se había llevado la perforación de exploración y ahora se incorpora. ¿Es correcto?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, la doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, en realidad terminaron su periodo inicial. Piden un periodo adicional por dos años que empieza en agosto del 2018, del 2017 perdón. Y desde esa fecha, bueno, la SENER lo que hace es darles títulos de asignación, voy a decir la ampliación de los títulos de asignación, y tienen que presentar un plan acorde para los dos siguientes años. O sea, los dos siguientes años no tenían ninguna actividad programada dado que nada más tenían su periodo inicial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí, y la pregunta de inicio que todavía tengo mis dudas, es de que el periodo adicional empieza en agosto del 2017, termina en agosto del 2019, son dos años. El plan, los planes que nos están presentando, en realidad según el cronograma que nos hicieron favor de presentar o la línea de tiempo, en realidad Pemex los presentó en diciembre del 2017. O sea, en diciembre del 2017, es decir, varios meses después de que se le otorgó la ampliación de estos periodos adicional. Y nosotros estamos en mayo del 2018 aprobando estos planes, es decir 9 meses después de que tiene este periodo adicional. Estos 9 meses las actividades pues no sabíamos qué iban a hacer porque no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

teníamos ningún plan. Entonces mi punto es de que ahorita vamos a aprobar unos planes que aparentemente tuvieron actividades los 9 meses anteriores, o sea, voy a poner.

Entonces simplemente mi punto yo lo vi en la parte de inversión. Es decir, los planes que estamos aprobando – ¿hoy es qué? – 17 de mayo vamos a aprobar actividades que se hicieron desde finales de agosto hasta el 17 de mayo que no sabíamos qué iban a hacer. Ahora ya sabemos. Entonces lo único que no se podía hacer por los lineamientos de pozos es la perforación, porque para autorizar un pozo se necesita estar en un plan. Entonces no podían perforar pozos. Pero todas las demás actividades aparentemente, y con el cronograma que no está cuando menos en la presentación, se estuvieron haciendo. Entonces el día de hoy al momento de aprobar el plan, que es mi duda, ¿se convalida todas las actividades? Esa es mi duda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues a ver, si la pregunta le estoy entendiendo doctora es, y no sé si implícitamente la propuesta sería, dígame si estoy interpretando correcto es tomar conocimiento de las actividades hasta el día de hoy, que son actividades de trabajo superficial, estudios y en su caso aprobar las actividades por el resto del periodo en donde realmente está la parte sustantiva que son la perforación de los pozos exploratorios. A ver, Director General Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias Comisionado. Dos comentarios si me lo permiten. En cuanto a las actividades justamente la intención es tomar conocimiento de las actividades de reconocimiento y exploración superficial y demás actividades de gabinete, ya que por normativa los asignatarios y contratistas tienen derecho a realizarlo por el puro hecho de tener el carácter de asignatario o contratista. Y un segundo comentario, en adición a lo que se platicaba respecto a los objetivos de los nuevos, del más dos del periodo adicional, es que en los nuevos títulos de asignación no se establece un compromiso mínimo de trabajo numérico por llamarlo así. Es decir, un pozo o dos actividades de reconocimiento. Se establece el objetivo de llevar a cabo un descubrimiento o un descubrimiento comercial. En este caso con las actividades que nos están presentando y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los pozos, incluyendo los pozos, consideramos que se cumpliría con el objetivo de llevar a cabo en su caso actividades para lograr un descubrimiento o un descubrimiento comercial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está bien, entonces ya se aclaró la duda. Gracias Director. A ver, entonces recordemos brevemente lo que nos subraya el Director, que es la Ley de Hidrocarburos señala que cuando se tiene una asignación o un contrato no se requiere un permiso expreso para actividad de exploración superficial, simplemente se notifica. ¿Estoy bien?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De acuerdo a nuestras disposiciones, es con un aviso y ya.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está bien. En donde ya se requiere la autorización, y que requiere un plan como señala la Comisionada, es cuando vamos a entrar a la exploración se subsuelo. Es decir, a la perforación.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces aquí tomaríamos conocimiento de la fase transcurrida como señala la doctora, que es la actividad superficial en donde no se requería permiso y en su caso el Órgano de Gobierno vota sobre los planes hacia adelante en donde ya se incorpora la perforación, que es condición necesaria para poder abrir la posibilidad, es condición necesaria para que exista la posibilidad de llegar a la meta que señala el título de asignación, que es tener un descubrimiento. La única forma de descubrir hidrocarburos pues es perforando, ¿no? Entonces es una condición necesaria para que tengas la posibilidad de llegar a la meta de tener un descubrimiento comercial, ¿no? Que es la condición del título de asignación.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y que de eso es el compromiso mínimo de trabajo como tal. O sea, no hay un compromiso mínimo específico, sino referido a eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Llevar la actividad mínima para estar en posibilidad de tener un descubrimiento y la actividad mínima sabemos para descubrir es perforar. ¿No? Antes aquí levantaron la mano. ¿Comisionado Franco?

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente, gracias. Sí, y yo creo que, digo, uniéndome un poco al punto que comenta la doctora. Lo que dices el título de asignación se venció en agosto del 2017. En el mismo título de asignación que se les dio por 3 años señalaba que meses antes, por ahí de mayo, tenían que presentar su solicitud para la extensión del periodo adicional y no lo hicieron, lo hicieron hasta diciembre. Eso es lo que está sonando ahorita. Entonces pareciera que vamos a aprobar cosas que ya hicieron. Digo, tomamos nota y lo que ustedes quieran está bien, son estudios, yo no tengo problema con eso, tienen que seguir trabajando. Pero creo que el tema es más de procedimiento.

Pemex debió haber entregado en mayo, entregó hasta diciembre. Entonces ese tiempo que estuvo trabajando de septiembre a diciembre pareciera que gastó dinero o esfuerzo, hizo actividades que está bien que las haga, pero que si fuera un Contrato de Producción Compartida se las tendrías que reconocer o no. Entonces tenemos que ver en el tema del procedimiento que todo sea piso parejo, que no nos estén mandando planes en donde ya estén manifestadas actividades que ya realizaron, independientemente que sean de gabinete o de estudios, etc. Están gastando en administración, están gastando en todo lo que se requiere para hacer esos trabajos.

Lo que está hablando aquí es más de tema de procedimiento. Fue poco el dinero, no importa, es de parte de la administración de Pemex, no pasa nada, que bueno que lo hacen para adelantar los trabajos. El tema es de procedimiento, que no se vea como que nada más nos los mandan en la fecha que quieran y que nosotros tenemos que aprobar. La asignación petrolera indicaba que desde mayo lo tenían que haber mandado para el periodo inicial y llegó hasta diciembre. Entonces nada más es tema de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procedimiento entiendo esta parte que comentaba la doctora Alma América.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. A ver, entonces nada más para subrayar lo que señala el Comisionado Franco en continuación de lo que señala la doctora, es: a Pemex se le vence los títulos originales de Ronda 0, SENER da una extensión. Sobre la base de esa extensión, o sea, sobre la base de esa renovación al título de asignación, Pemex lleva a cabo sus trabajos de exploración superficial, que ahí no hay incumplimiento ni falta a la norma porque no requeriría permiso. Donde está la falta administrativa, precísenme si estoy en lo correcto... A ver, hasta ahorita lo que estoy viendo como posible falta administrativa, ya me están diciendo por aquí que no hay falta administrativa, pero lo que yo detecté de lo que señala el Comisionado Franco es que el título de asignación señalaba que Pemex tenía que presentar a esta autoridad el nuevo Plan de Desarrollo.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Disculpen, el nuevo Plan de Exploración hace ya varios meses.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que lo presentaron.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver. Entonces Secretaría Ejecutiva, luego quiere el Director General Hernández y luego el Director. A ver Secretaria Ejecutiva, ¿sí hay falta administrativa o no hay falta administrativa?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Hay unas precisiones que tendríamos que hacer, porque en mayo Pemex presentó la solicitud y la justificación de aquellas que quería conservar. Durante ese periodo de transición se estuvo analizando sobre las que Pemex ingresó y posteriormente en agosto la SENER con la asesoría técnica de la Comisión decidió prorrogar todos los títulos de asignación para darles el periodo adicional. Pero en ese entonces no teníamos el resto de los planes que tenían justificación por no haber tenido actividad exploratoria los tres primeros años. Entonces Pemex ingresa una solicitud en mayo respecto de algunos con algunos planes y respecto de otros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ingresa una justificación que es tomada en consideración tanto por la Comisión como por la SENER en el mes de agosto. En el mes de agosto les informa que procede la extensión de todas las asignaciones de exploración y le instruye a Pemex a que ingrese los planes.

Pero en el inter también, y creo este es el caso de estas 8 que traemos aquí, hay algunos ajustes geográficos de las áreas, hay algunos clúster que se realizan porque eran asignaciones muy pequeñas por ejemplo que estaban junto de la frontera, se hacen clúster, se reacomodan las asignaciones que implica que Pemex tenga que volver a enviar planes distintos y es por ello que hay un desfase en la entrega de esos Planes de Exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Toda esa explicación que la verdad es que yo le mentaría Secretaria que le entendí con toda claridad, pero lo que usted me quiere decir es que no hay falta administrativa. OK y aquí el Comisionado Pimentel creo que coincide. A ver, por aquí levantó la mano, a ver, doctor Faustino.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pemex mandó su solicitud en mayo efectivamente, pero esta fue suspendida ese proceso, ya que los títulos de asignación estaban en proceso de modificación por parte de la SENER. Entonces el título de asignación fue expedido hasta el 18 de diciembre de 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Entonces usted coincide que...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No hay falta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No hay falta administrativa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En base a esto, no.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, ya si se ponen de acuerdo los ingenieros y los abogados, ha de estar bien. A ver, Director.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Y bueno, regresando a lo de las actividades y que tiene que ver con esto. En varias de ellas, en la 0023 sí hubo pozo que perforaron. Nada más que estas son de las que iban a tener modificaciones por estos clúster que estaba formando Pemex o por modificación de área. Por eso fue que no se dictaminaron en el tiempo que dictaminamos el más dos también. Esa razón también afectó. Entonces ahorita por eso estamos trayendo/considerando las modificaciones y las que se agregaron aparte, el pozo, el posible pozo exploratorio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces pregunto aquí yo a mis colegas. Ah, qué bueno que levanta la mano doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, bueno, entonces bajo toda esta argumentación querría decir que los dos años comienzan cuando se modificó la asignación, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto. No, los dos años comienzan a partir de agosto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, lo que pasa es que con esa explicación lógica, que creo que sí, si se hace un clúster es una nueva asignación. Tendría que partir, ahora sí que tendría que ser de ese término de esa fecha el tiempo que va a correr la asignación y no de agosto, porque en agosto eran otras asignaciones. Ahí, o sea, bueno, esa es mi lógica ingenieril, eh.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- A ver, entonces a partir de cuándo corren los dos años. A ver, Director General.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Yo coincido con la doctora, pareciera ser esa una lógica. Pero resulta que el título de asignación marca que el periodo adicional empieza a contar a partir de que se aprueba este y eso fue en agosto del año pasado. Entonces así lo marca el título de asignación, estoy de acuerdo que estamos en una fecha.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces los dos años están corriendo desde...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ya desde agosto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Desde el punto en que se venció la asignación previa.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Cuando la SENER resolvió dar el periodo adicional, en agosto de 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que fue cuando vencieron los tres primeros años. Está bien. O sea, le siguen corriendo los tiempos a Pemex conforme marca el transitorio de la Constitución. Comisionado Franco.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, en el tema del proceso, el procedimiento, no sé si es falta administrativa o no. Yo nada más hablo del procedimiento. Se debió de haber presentado en mayo con su plan para los siguientes dos años. Si llegó se interrumpió, se vieron. Eso es lo único nada más del proceso administrativo. Si es falta administrativa ya no sé. Yo creo que lo que importa es: "Oye, este plan está bien, esas actividades son factibles, vamos a hacer en el tiempo de aquí hasta que se nos acaba en septiembre del 2019, vamos para adelante". Pero en el tema del procedimiento sí estar verificando, y es algo que siempre estamos checando aquí en la Comisión, que se vaya cumpliendo, que no nos estén pasando planes en los cuales ya se hicieron muchas cosas y luego ya nada más pues tenemos que aprobar. O sea, al final es nada más hacer la observación, si tenemos un tema de procedimiento pues checarlo, pero yo no tengo problema digamos para que avancen estos planes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. De acuerdo y subrayo lo que nos apuntó el Director General, que es en las actividades previas que son de trabajo exploratorio superficial de gabinete, ahí no vamos a aprobar, vamos a tomar conocimiento y – como explicó el abogado – consistente sobre lo que marca la ley. ¿Sí? Entonces no aprobamos hacia atrás.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Jefe de unidad, doctor adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más una aclaración y un comentario. La aclaración va con respecto a su pregunta Comisionado Presidente de que si no se había perforado ningún pozo en el periodo adicional. Sí, efectivamente se perforaron tres pozos en diferentes asignaciones. Uno de ellos...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En estas 8.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Por ejemplo esta que el Comisionado Néstor nos preguntaba sobre esta asignación que tenemos aquí, la 07. Y esta se perforó el pozo Teotleco-101DL.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y presumo para que todo esto tenga alguna lógica que fueron no exitosos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No. En este caso el Teotleco-101-DL sí fue exitoso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, entonces aquí no estoy entendiendo algo. Si ya hubo una perforación exitosa, a ver, pregunta: si ya hubo una exploración exitosa – exitosa voy a precisar en el sentido comercial – entonces ya se alcanzó la condición establecida en el transitorio de la Constitución y en los títulos de asignación y ya no tendríamos que estar hablando de una extensión sino tendríamos que estar en una fase de evaluación. A ver, entonces no estoy entendiendo. ¿Cómo es que tuvimos una exploración exitosa? Pregunto, es comercial o es exitosa geológicamente. Si es exitosa comercial entonces no entiendo por qué estamos viendo/platicando todavía sobre el Plan de Exploración. A ver.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- El caso del pozo Teotleco salió exitoso del punto de vista en que encontró hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, pero no comercial.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Primero, en un principio estaba como productor comercial, pero tuvo un accidente mecánico y no se pudo recuperar ya el pozo. Entonces se tuvo que hacer una nueva notificación de que el pozo quedó como accidente mecánico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se perdió el pozo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Se perdió el pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces eso que teníamos como pozo exitoso, o sea, ya no se pudo digamos culminar el éxito exploratorio comercial, es decir, si lo estoy entendiendo correctamente. OK. Aunque bueno, ya tienen muchísima información de que ahí está el yacimiento, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Tenemos más información en esa asignación, pero por ejemplo hacer una prueba pues ya el pozo no está en condiciones mecánicas, etc., ¿no? Entonces ahí se aumentó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se perdió el pozo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Se perdió el pozo, pero se aumentó la actividad ya de las 2M por ejemplo solo consideraba un pozo, ahora en la 3M considera dos pozos en esa asignación nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Gracias por la precisión doctor. Doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No debería ser de evaluación entonces, no de exploración? Ya se descubrió. Teotleco es un campo viejo y este Teotleco-1DL es una zona aladaña y encuentran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos y son comerciales, tienen un accidente mecánico, pero bueno, tienen que entrar a la parte de evaluación. Ya no están buscando petróleo, ya lo tienen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahí me queda la duda técnica si terminaron, pudieron concluir las pruebas de pozo para tener el dictamen final o la conclusión final de la viabilidad comercial o nos quedamos a la mitad del camino. Porque si sí se terminaron las pruebas, pues regreso a mi punto que subraya el Comisionado Néstor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- No, fue algo muy preliminar. Al final no se pudo culminar debido al accidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, entonces no llegamos digamos a la conclusión de comercialidad. Comisionado abogado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es una de las áreas que tengo yo en ponencia y lo que estamos proponiendo es justamente que se lleve a cabo la evaluación. Esa es una sugerencia, una recomendación que nosotros la estamos incluyendo en el dictamen particular de esta área. Porque en efecto el pozo Teotleco se inició en marzo del año pasado y concluyó en diciembre del 2017 y fue taponado por un accidente mecánico durante la terminación. No obstante, por las razones que apunta el doctor Néstor Martínez en el dictamen nosotros sugerimos – y así se hizo – que se iniciara con las actividades de evaluación porque en efecto ya hubo un descubrimiento, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En ese caso particular a ver si pregunto a ustedes Comisionados. Tenemos un descubrimiento que digamos prácticamente se estaba en proceso de concluir su viabilidad comercial y se tiene el accidente mecánico, se pierde el pozo. ¿En qué etapa estamos? ¿No? Y me hace sentido lo que apunta el Comisionado Pimentel, ahora la doctora, el doctor Néstor Martínez. Comisionado Franco, ¿usted quiere comentar algo?

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, de hecho ya el llegar a la zona esta productora, ya descubrieron. Aunque no hayan hecho la prueba y aunque no se haya determinado todavía comercialidad, por eso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

está nuestra etapa de evaluación. En la etapa de evaluación hay que delimitar, hay que hacer algunas pruebas, etc. Por eso me genera luego ruido cuando dicen vamos a perforar un pozo nuevo en esta área, vamos a ver si descubre, se piensa un recurso prospectivo en esta área y se habla de una posible reserva a incorporar. Cuando yo escucho “posible reserva a incorporar” se me antoja pedir el posible perfil de producción que está asociado a esa reserva. Entonces, digo, esa discusión la traemos aquí interna en la CNH de que ya con un pozo queremos dar reserva, bueno, dame el perfil de producción asociado a esa reserva. Entonces bueno, regresándome al punto, yo creo que ya con eso debería de pasar a una etapa de evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, entonces aquí yo escucho ya varias propuestas de que empujemos el proyecto a que entre en la fase de evaluación.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y que coincido con la recomendación que ya dice el Comisionado Pimentel están poniendo en la resolución.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Para poder aclarar ahí. Justo en el caso de Teotleco, por todo lo que ya han mencionado, es el caso donde se va a hacer la reparación que mencionó el doctor en su exposición. Aquí no se va a perforar, digamos como primer actividad no es la perforación de un pozo, sino se va a hacer la terminación justo para terminar con los trabajos en donde estuvo el accidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, pero yo tengo una pregunta. ¿Por qué habla usted de terminación? ¿No me dijeron hace un momento que el pozo se perdió?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, lo decía el Comisionado Pimentel. Durante la terminación estuvo el accidente mecánico. Entonces se va a hacer una nueva terminación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero ese accidente mecánico nos llevó a perder el pozo o todavía podemos hacer los trabajos de terminación y pruebas de pozos y pruebas de producción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Se puede hacer otra terminación. O sea, en la zona donde hubo el accidente por supuesto ahí ya no se harían los trabajos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, OK, pero el pozo no está perdido.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, OK. Es que hace rato yo entendí que decían que se había perdido el pozo. Pero entonces el pozo no está perdido. Entonces bueno, volvemos al punto nuevamente del Comisionado Ponente el abogado Pimentel y creo que secundan aquí de que deberíamos de ver los trabajos de un Plan de Evaluación. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, porque además terminaron el pozo, tomaron registros geofísicos, hay la seguridad de que existen los hidrocarburos en la profundidad específica, entonces hay un descubrimiento. Y es más, así fue cuando nos lo plantearon cuando vimos la estrategia de exploración de Pemex. Se acuerdan uno fue Teotleco y el otro fue el que nos continúa ahorita en la agenda del Orden del Día de hoy, que es el Terra, ¿no? Entonces bueno, sí, ya hubo un descubrimiento. Y finalmente esto hace un cambio fundamental porque entonces ya pasa a otra etapa en donde asegura Pemex esa área exploratoria. Ese es creo que el espíritu de toda la discusión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Pero entonces en relación con este caso en particular es van a realizar otros pozos exploratorios según escuché.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Otro, hay otro pozo a perforar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces hay un trabajo de exploración que yo no sé si es más de evaluación, de delimitación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, es de exploración para evaluar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para delimitar el alcance del yacimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para delimitar, caracterización inicial y evaluar aquí el alcance.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero eso ya es propiamente parte del trabajo de evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, pero bueno. Está, es exploratorio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero es parte del gran Plan de Exploración para alcanzar la meta que establece el título de asignación de poder declarar comercialidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, y determinar de qué tamaño es el yacimiento.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y de qué tamaño debería ser el área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Entonces aquí está el Teotleco, ese es el que van a tratar de... Sí está bien, aquí es, ¿no? Y van a perforar otro pozo dentro de la misma asignación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pero es otra área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es otra área. Ese es otro pozo exploratorio. Entonces aquí lo que falta es de pues vean qué tan grande es el yacimiento del pozo que descubrió Teotleco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, pero entonces sí propiamente estos trabajos son de evaluación, pero como forman parte del gran Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, que vean exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Es necesario hacer alguna precisión/recomendación?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De que empiecen con el Plan de Evaluación dentro del periodo exploratorio. Y es lo que dice el dictamen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Entonces es recomendación o es ya una solicitud formal que nos entreguen el Plan de Evacuación?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, es una recomendación de que inicien con el Programa de Evaluación. Es decir, porque dependerá...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero como que están en él, ¿no? Abogado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No. Bueno, yo creo que no. En esta área van a perforar en el escenario base dos pozos – corríjanme por favor colegas – en un área distinta al pozo que fue descubierto pero que tuvo un accidente mecánico. Entonces por eso lo que nosotros, digo, está por supuesto a su consideración. Lo que nosotros estamos sugiriendo en el dictamen es que ellos valores la posibilidad de iniciar con la evaluación, pero no diciéndoles ya inicia con esos trabajos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esos pozos adicionales o este pozo adicional es para descubrir una nueva formación, un nuevo yacimiento, o es delimitador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El otro pozo sí es para una nueva exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tiene una actividad de exploración, OK. Pero entonces lo que queremos es que en este otro yacimiento ya descubierto se nos presente el Plan de Evaluación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que lo analicen digamos si ya están en condiciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, y yo creo que la reparación no debería estar incluida en este plan, sino ya debería estar incluida en el de evaluación. Eso es lo que está comentando él.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De acuerdo. Si logran recuperar el pozo y hacer alguna prueba o algo, ya sería parte también de la evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si doctor, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sé si pudiera hacer un poquito más grande el mapa para hacer una explicación. Un poquito más, quiero que se vea Cactus y Teotleco. Cactus es este yacimiento de aquí grande. Fue de los descubrimientos más importantes en los años 70 en Pemex. Y Teotleco es la misma formación, pero está aislado hidráulicamente. Este Teotleco se tiene produciendo hace algunos años y este es otro pedacito que corresponde a lo mismo, otro bloque que está hidráulicamente aislado, pero que tiene las mismas propiedades que tiene Cactus o que tiene Teotleco. O sea, son productores comerciales con buen aceite con condiciones hidráulicas de permeabilidad adecuadas y, bueno, esto avala más nuevamente la postura de que hagan un Plan de Evaluación para el bloquecito este que acaban o bloquesote, ojalá sea un bloque muy grande, ¿no? Y lo otro, el otro pozo que están proponiendo pues es un pozo exploratorio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Y yo creo que sí, todavía están dentro de esta fase en general a nivel de asignación de exploración. Creo que sí queda como una recomendación como punto del Comisionado ponente, ¿no?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. A ver, déjenme ver si puedo ser más claro. El pozo Teotleco-101DL, que está ahí digamos en la esquina superior derecha, ahí lo están señalando, ese fue el que tuvo un accidente mecánico. En la etapa de terminación tuvieron este accidente y ahí quedó digamos. Los dos pozos que está proponiendo Pemex (el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignatario) en este periodo adicional de exploración son pozos que están en un área distinta, son pozos exploratorios. Lo que estamos proponiendo en el dictamen es que respecto de Teotleco inicien la etapa de evaluación, pero debo aclarar que no es una actividad que esté en el plan. Por esa razón estamos diciendo, "oye, valora la posibilidad de iniciar la evaluación por lo que hace a ese pozo".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está claro. Muy bien, está claro. Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En esa asignación Comisionado es un pozo nada más en el escenario base y dos en el incremental.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, perdóname, yo tengo aquí dos. Yo tengo dos en el base y dos en el incremental, seguramente está mal mi información.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En el base es este que dice Acatil, ese sería el que decía el doctor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Es solo uno? Tengo mal entonces la lámina. Una disculpa, es uno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Moreira. Pero bueno, el punto no cambia, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta. Para conservar las asignaciones se requiere un descubrimiento comercial. Entonces pueden suceder dos casos. Uno es que el pozo que está programado resulte no exitoso o que ese pozo resulte exitoso, que descubra hidrocarburos, pero no es comercial. ¿Entonces qué pasaría en los dos casos? ¿Qué pasaría si se descubre hidrocarburos no comerciales? Se le pediría otro pozo adicional para seguir explorando o qué pasaría en el caso donde ese pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se vence el periodo. Aquí me complementarían mis colegas, es tú tienes un periodo máximo que tenía una primera fase de tres años. Ahora se aprovecha el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

beneficio que da el transitorio de la Constitución de dos años más. Ese período, ya con sus dos años adicionales, es el plazo máximo para que llegues a una meta y la meta es éxito comercial.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, descubrimiento geológico.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Descubrimiento geológico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ¿no comercial? Ah, a pues más fácil. OK, OK. Entonces la meta que establece el transitorio de la Constitución, ya con la precisión que me hacen, es descubrimiento geológico.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Aunque no sea comercial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aunque no sea comercial. Si tú llegas a esa meta entonces la autoridad, en este caso la SENER, está en posibilidades conforme al marco constitucional de darte la ampliación para que hagas la evaluación y sigas para adelante. Si no logras meta de descubrimiento. A ver, pero eso me lleva pues ya en esta asignación pues ya la meta está alcanzada.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, por la precisión que me acaba de hacer usted Secretaria Ejecutiva de que no se requiere éxito comercial pues ya se alcanzó meta.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto. Por eso la recomendación de que se evalúen esa parte. El único tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero no veo ahí la consecución lógica. Si, por supuesto es muy procedente y tiene todo el punto el Comisionado Pimentel de que pasen a evaluación. Pero para efectos administrativos del título de asignación usted ya cumplió con el transitorio sexto de la Constitución, usted ya tiene un éxito geológico. No hemos visto lo comercial, está la recomendación del Comisionado Pimentel. Pero el éxito geológico ya se alcanzó. Por ende la SENER en este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caso en particular ya podría extender este título de asignación muchos años más. O sea, aquí ya Pemex podría solicitar, y SENER en consecuencia otorgar, una ampliación mucho más amplia toda vez que ya se cumplió el requisito de la Constitución.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Hay un procedimiento establecido en el título de asignación para tal efecto, autorizaciones y avisos tanto a la SENER como a nosotros y evidentemente ingresar el Programa de Evacuación, pero es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Entonces esta asignación meta cumplida por parte de Pemex. ¿No?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, nada más hay que recordar también que para efectos del desarrollo el mismo título de asignación prevé las reglas de la reducción del área. Entonces evidentemente ese es el interés de Pemex de seguir explorando para conservar un área mayor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Pero digamos, al menos la zona del yacimiento de Teotleco ya meta alcanzada y ahí se podría ya dar una asignación de mayor plazo. Pero me queda claro lo que usted apunta de buscar también el éxito en una extensión mayor. Bueno, gracias por esa larga disertación, pero ya me quedó claro. Muy bien. Doctor, ¿algo más que usted quiera apuntar?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿No? Colegas Comisionados, ¿algo más? Bueno, pues entonces en este primer punto Secretaria por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción tercera y 44, fracción primera de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción segunda, inciso f, del Reglamento Interno de la CNH, el Órgano de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Gobierno emite la resolución por la que la CNH aprueba la modificación de 8 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción correspondientes a las asignaciones siguientes: AE-0023-M-Okom-06, AE-0039-2M-Tesehocán-01, AE-0040-2M-Tesehocán-02, AE-0046-2M-Agua Dulce-05, AE-0053-2M-Mezcalapa-03, AE-0054-2M-Mezcalapa-04, AE-0057-3M-Mezcalapa-07 y AE-0064-M-Usumacinta-01.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Muy bien. Colegas, quienes estén a favor les pido sean tan amables de levantar la mano.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.30.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación de 8 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción.

ACUERDO CNH.E.30.001/18

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 fracción I, 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 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación de 8 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a las siguientes Asignaciones:

Órgano de Gobierno

Trigésima Sesión Extraordinaria

17 de mayo de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

AE-0023-M-Okom-06, AE-0039-2M-Tesechoacán-01, AE-0040-2M-Tesechoacán-02, AE-0046-2M-Agua Dulce-05, AE-0053-2M-Mezcalapa-03, AE-0054-2M-Mezcalapa-04, AE-0057-3M-Mezcalapa-07, AE-0064-M-Usumacinta-01.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad. Perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más es notificando de aquí en adelante, ¿verdad? Porque en la resolución no queda claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Con la precisión que señaló originalmente la doctora Alma América y el Comisionado Franco es tomamos conocimiento de los trabajos superficiales y se aprueba el plan a partir de aquí.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Con esa precisión entonces, bueno, queda aprobado por unanimidad. Adelante Secretaría."

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado a la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, en su calidad de Comisionado Ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Voy a dar unos antecedentes para la claridad de la exposición. El campo Terra está explotándose desde agosto de 2009. El aceite que produce es de 42 grados API y está en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y una parte también en Cretácico. La presión que encontraron cuando descubrieron ese yacimiento en el 2009 era de 814 kg/cm², es una presión mucho, muy alta. La presión actual de ese yacimiento es 305, ya bajó 500 kg. Lo que se calculó de volumen original es de 225 millones de barriles y actualmente se han producido 49 millones, lo cual significa un factor de recuperación de casi 22%.

Lo que hoy nos ocupa es un Programa de Evaluación de un nuevo descubrimiento, que se llama descubrimiento del bloque Terra pero sureste. O sea, es el mismo yacimiento pero finalmente está aislado hidráulicamente. Este pozo lo descubren con el pozo Terra-2DL, que es delimitador – que al final no fue delimitador, se convirtió en un pozo descubridor – y encuentran que la presión en esa área es de 515 kg/cm². Lo que les decía es que el otro tiene 305 y aquí son 515, lo cual asegura que hay un aislamiento hidráulico. El pozo que descubre el 2DL tiene en la prueba de producción un gasto de 4,300 barriles por día. La producción de todo Terra a marzo de este año es 1,861.

O sea, este nuevo pozo que está en un bloque aledaño tiene un alto potencial porque el otro yacimiento de alguna forma pues ya la producción se fue muy abajo. El yacimiento el anterior, el Terra, está a 5,700 en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y en el Cretácico. O sea, en 4,800 y en 5,700 tiene dos unidades productoras de aceite en el campo anterior. Este más o menos se encuentra en la misma posición en el Cretácico Medio pero está aislado. Entonces lo que nos ocupa el día de hoy es la evaluación de este bloque descubridor.

Pemex en su estrategia exploratoria va a hacer eso en Terra pero también hace exploración a los yacimientos cercanos, este es uno de los casos y son



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los dos casos de éxito que nos presentaron hace algunos días aquí en el Órgano de Gobierno. Uno fue Teotleco y otro fue Terra. Entonces dicho esto me permitiría, con el permiso del Comisionado Presidente, pedirle al doctor Faustino Monroy Santiago, jefe de la Unidad de Exploración, que nos dé el detalle de este Plan de Evacuación de este bloque sureste, que no tiene que ver nada con el otro yacimiento Terra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Pues ponemos a su consideración el dictamen técnico de este Programa de Evaluación del bloque sureste del campo Terra. Como lo describió el Comisionado Néstor, efectivamente este pozo se perforó en un bloque aledaño de la estructura Terra, vamos a decirlo así, y está confirmando la continuidad de las facies del play productor en Terra, es decir del Cretácico. Básicamente es la continuidad del yacimiento. A nivel Jurásico también este pozo llegó a nivel Jurásico, pero ahí no hay hidrocarburos, está invadido. Entonces adelante por favor.

Si comenzamos con los antecedentes en cuanto a este bloque durante el periodo inicial de exploración en la asignación de exploración AE-0060-2M-Mezcalapa-10, se llevó a cabo diversas actividades de exploración que efectivamente dieron lugar a la localización del pozo Terra-2DL. Y se perforó, se inició a perforar el 26 de febrero del año pasado y concluyó el 23 de noviembre del año 2017. El pozo, como les decía, confirmó la continuidad de este yacimiento a nivel Cretácico y para el Jurásico resultó improductivo. Adelante por favor.

En cuanto a la relación cronológica del proceso, esta es la línea de tiempo. No se ve claramente, si podemos hacer un zoom por favor. Pero en diciembre de 2017 Pemex solicitó la aprobación del plan relativo a actividades de evaluación del descubrimiento Terra del bloque sureste. En enero de 2018 se hizo la prevención por información faltante y se atendió esta prevención en febrero de 2018. Pemex nos hizo dos alcances de información, una en marzo y otra en abril – si me puede ayudar por favor –, en abril de 2018. Entonces este alcance de información nos llevó hasta llegar a prácticamente todo el mes de abril, parte de mayo, a la evaluación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y el dictamen que ustedes tienen en sus manos. Y bueno, estamos ahorita en mayo aquí en la resolución para el Órgano de Gobierno. Adelante por favor.

Dentro de la cadena de valor, ¿dónde se encuentra este programa? Bueno, la parte de incorporación de reservas y caracterización inicial del yacimiento. En estas dos etapas está el Programa de Evaluación de esta asignación. Básicamente el escenario base consiste en una prueba de alcance extendido en este pozo para evaluar precisamente este bloque y actualizar los estudios de caracterización y delimitación que ya han hecho a raíz de pues todo el desarrollo del campo Terra. En el escenario incremental se tiene la perforación de un posible pozo, otro pozo Terra-3DL en otro bloque aledaño a este bloque donde está el 2DL que lo vamos a ver más adelante. Y pues la actualización igual de estudios de caracterización y delimitación y en su caso la infraestructura para perforar este pozo Terra-3DL. Adelante por favor.

En cuanto a las generalidades, la asignación se encuentra en el norte de la ciudad de Villahermosa y cerca del poblado Nacajuca, Tabasco. Esta asignación Mezcalapa-10 tiene un área de aproximadamente 865 km². Está en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. La trampa, básicamente esta es la asignación exploratoria y esto que ustedes están viendo aquí en verde es el campo Terra, donde ya se tiene un Plan de Desarrollo. Esto que ustedes ven punteado es la posible extensión en su caso hasta otro bloque, que sería el Terra-3DL. Entonces la roca almacén pues son calizas fracturadas, la formación es del Cretácico ya dijimos como comentó el Comisionado Néstor. La profundidad son 4,600 metros verticales y el hidrocarburo 41 grados API. La fecha de terminación del pozo fue el 23 de noviembre de 2017.

¿Cuáles son los objetivos principales que plantea en este Programa de Evaluación? Bueno, realizar esta prueba de presión-producción de alcance extendido en el pozo Terra-2DL para evaluar las características del sistema roca-fluido y para actualizar la caracterización inicial y delimitación del yacimiento. Y con los resultados obtenidos de esta prueba ver la viabilidad de perforarse o no el pozo 3DL en el siguiente bloque. Adelante por favor.

En cuanto al procesamiento sísmico, prácticamente todo el campo Terra y la extensión posible está cubierta por sísmica 3D. Entonces se han hecho



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades de procesamiento sísmico en esta área, hay estudios de cuencas, dos estudios de cuentas, hay estudios de plays, estudios de identificación también de selección de prospectos dos y pues la perforación del mismo pozo Terra y el estudio de caracterización inicial. Adelante por favor.

En cuanto al pozo Terra-2DL vemos en esta línea sísmica y quería presentársela para ver la complejidad que se tiene, porque por arriba del campo hay sal. Esto hace que la sísmica no sea muy nítida por debajo de ella y se tengan problemas precisamente para la interpretación. Este Terra-2DL fue una trayectoria tipo "J", aunque aquí se ve más o menos vertical. El ángulo de inclinación es de 14 grados, tiene un espaciamento de 800 metros y el objetivo es Cretácico a una profundidad más o menos 5,865. El objetivo en intervalos probados a 4,600 como ya habíamos dicho y los 41 grados API de aceite volátil. Estos son los gastos obtenidos durante la prueba de este pozo, la prueba convencional vamos decirlo así: 990 barriles por día hasta 4,292 por tres cuartos y un gasto de gas de casi 10 millones de pies cúbicos por día. Adelante por favor.

En cuanto al modelo petrofísico presentado por el operador, nos muestra que esta es la cima del yacimiento del Cretácico y básicamente lo que están mostrando aquí es que no hay un contacto agua-aceite determinado. Es decir, a nivel de este pozo todo el Cretácico está impregnado con hidrocarburos y la base del yacimiento que están proponiendo es básicamente el límite entre el Titoniano y el Cretácico. Es decir, es un contacto formacional. Las rocas son calizas fracturadas. Vemos la siguiente por favor.

En cuanto al mapa estructural observamos este es el pozo Terra-2DL y este es el posible 3DL. Vemos algunas fallas que ellos quieren verificar precisamente con las pruebas de alcance extendido. El volumen original de aceite calculado es de 362 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el volumen original de gas de 622 miles de millones de pies cúbicos. Adelante por favor.

Este es el cronograma de actividades. El escenario base está en color verde, es la prueba de producción de alcance extendido en el pozo. Sería prácticamente de mayo a octubre de 2018. La actualización de estudios de caracterización inicial que se llevarían tres meses o cuatro meses más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

después de terminar la prueba y la construcción de la infraestructura de Terra-3DL en su caso, la perforación del pozo 3DL y la actualización de los estudios de caracterización y delimitación. Adelante por favor.

En cuanto al Terra-3DL, la posible perforación sea esta, se perforaría dependiendo de los resultados obviamente de la prueba de producción de alcance extendido de Terra-2DL, sobre todo para ver la continuidad del yacimiento. La profundidad sería más o menos aproximada 4,800 y el objetivo a 4,100, un poco más alto que el bloque del Terra-2DL. Adelante por favor.

En cuanto a la prueba de producción, el diseño de la prueba de producción consiste en 5 etapas la de alcance extendido. La primera etapa es un periodo inicial de flujo de aproximadamente 20 días para limpieza sobre todo del pozo. La segunda sería 4 días para generar la curva de incremento para obtener todos los parámetros de almacenamiento, geometría de flujo, presión, permeabilidad, daño, etc., ¿no? La tercera etapa es un segundo periodo de flujo de 30 días que permitiría en su caso determinar los límites estructurales o estratigráficos que existan en este bloque y el bloque adyacente para ver si hay compartimentalización con el otro bloque, las barreras de flujo, obviamente los volúmenes de hidrocarburos asociados al radio de drene, declinación de la presión de yacimiento durante el periodo de producción. La cuarta etapa es un segundo cierre, son cuatro días para obtener una curva de incremento que permitiría determinar la tendencia de la presión en el campo y así obtener volúmenes originales. Además en esta etapa se obtendrían muestras para realizar un análisis PVT. Aquí es para que ya este aceite sea completamente representativo del yacimiento. Y por último la quinta etapa sería un tercer periodo de flujo durante 122 días dejando abierto el pozo a un estrangulador de media pulgada para caracterizar el yacimiento, alcanzando un radio de investigación máximo para encontrar los límites y fallas en su caso interpretadas geológica y geofísicamente. Entonces adelante por favor.

¿En qué se basó estos tiempos? El operador para calcularlos, bueno, se basó básicamente... El diseño de esta prueba consideró la complejidad geológica del bloque como hemos visto en las líneas sísmicas. Además, las distancias entre cada uno de los rasgos estratigráficos y la falla más alejada,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que es esta, está a un poco más de 3 km del pozo Terra-2DL y que resulta pues de alta importancia para caracterizar dinámicamente, para la toma de decisión de perforar en su caso el pozo 3DL que estaría por aquí. Hasta aquí, si me permite Comisionado Presidente, le paso la palabra a la maestra Ana Bertha González.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes maestro Franco, Comisionado.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, respecto a la prueba de producción. ¿Ahí el gas sí lo aprovechan? Mandan todo el fluido a la batería o a algún lado, por ahí a alguna infraestructura y aprovechan todo o queman. ¿Qué pasa ahí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Hay una quema de gas una vez por mes 24 horas, que es cuando van a abrir para la prueba.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ¿la prueba qué? ¿Abren, ahí es donde queman un poco, cierran y toman presión o cómo está? La prueba de presión, no la medición. La prueba de presión.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Es el punto que sigue ahorita aquí con la maestra.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno. Entonces y la parte esta de la infraestructura del Terra-3DL. ¿A qué se refiere? Camino pera, línea de descarga o qué infraestructura.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Esa es muy buena pregunta. Sí, efectivamente porque se ve antes de la perforación. Sí, es básicamente la pera y todos los caminos de acceso, etc.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Antes doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una duda. ¿Entonces el bloque donde está el pozo 2DL que era delimitador sí es otro yacimiento?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay 200 kg de diferencia entre la presión actual del Terra, que son 305 con el descubierto que son 515 kg/cm².

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Está aislado, es un bloque aislado. desde el punto de vista obviamente hidráulico está aislado. Sin embargo desde el punto de vista geológico es el mismo play.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero o sea, dos yacimientos es cuando hay cambios de presión. Son dos yacimientos. Entonces, bueno, después haré comentarios.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Maestra, adelante.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, muy buenas tardes Comisionados. Si vamos a la siguiente lámina por favor. En forma descriptiva vamos a ver lo que consistiría la prueba extendida. Vamos a manejar en el pozo 2DL un separador trifásico una vez al mes. Esa prueba se va a manejar desde hasta unas 6 hasta 10-12 horas. Esa va a ser con un separador trifásico. Vamos a tener dos tipos de medidores: turbina para agua y turbina para aceite. El aceite es de tres pulgadas y la agua es de dos. Vamos a manejar para el gas una placa de orificio. Ese separador trifásico va a consistir de dos etapas de separación dado que la presión en la TP estamos alrededor de unos 119 kilos. En la producción las conexiones que se van a hacer aquí va a ser en una conexión que se tienen ya de dos pozos, una que es el Terra-146 y un cabezal que tenemos que es el de Terra-1DL.

Entonces de ahí se va a ir la producción, se va a conjuntar, el aceite lo van a bombear de tanques y lo van a enviar a la Batería Sen y este a su vez comercialmente se va a ir a la Batería de Conduacán y obviamente se va a registrar ya comercialmente hasta Palomas. El otro punto interesante que lo estábamos viendo es de que con un prueba que dura durante seis meses,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o sea, nada más haríamos seis pruebas. Entonces al operador se le solicitó que para dar una mejor certidumbre de producción y ajustado con la prueba de medición por separador iban a instalar una medición multifásica en el cabezal en este caso con la conectividad que se maneja en Terra-1DL. O sea, va a hacer las conexiones y lo van a mantener en otro cabezal. Básicamente es lo que tendríamos para aceite, o sea Cunduacán, si nos vamos a la siguiente.

El gas separado lo vamos a manejar en la Batería Sen, lo manejamos a la Estación de Compresión Cunduacán y este se iría hasta Cactus Nuevo Pemex. Entonces básicamente esa es la prueba extendida que tendríamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias maestra Ana Bertha.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- La siguiente por favor. Bueno, esta es la propuesta de aprobación a este programa de Evaluación del bloque sureste del campo Terra. El Plan de Evaluación creemos que se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades a realizar permitirán la adecuada evaluación de este bloque completo de este campo en términos de lo establecido en el artículo 39, las fracciones primera, cuarta, sexta y séptima de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como el artículo 17, anexo 1, apartados sexto y anexo 7, apartado cuarto, inciso a, de los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. Doctor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente, ¿algo más?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, nada más. Creo que ya se explicó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy buen. ¿Algún otro comentario colegas Comisionados, Secretaria Ejecutiva? Comisionado abogado Sergio Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Un poco en la línea de la pregunta de la doctora Alma América. Nosotros nos surgió la misma duda, digo, más allá de la nomenclatura de que este es un pozo delimitador, ¿no? Se llama pozo Terra-2DL. La verdad es que revisando el material del caso encontramos que Pemex reporta como pozo descubridor el pozo Terra-1 y ahí hace todo el sentido que este pozo sea el pozo Terra-2DL que delimita aquel descubrimiento del pozo Terra-1, ¿no? Y el lenguaje que se utiliza en el dictamen también, y lo dijo el doctor Faustino Monroy, es que se confirma la continuidad del yacimiento en el Cretácico. Pues si se confirma la continuidad de un yacimiento, yo entendería que es un pozo en efecto delimitador. Entonces yo nada más quisiera, y no pretendo hablar aquí si es un o dos yacimientos con el doctor Martínez. Yo asumo que es un nuevo yacimiento, ¿no?

Simplymente quisiera tener claro el lenguaje porque si es así pues quizá habría que ser mucho más precisos en el dictamen para dejar claro que lo que parece a todas luces un pozo delimitador en realidad es un pozo descubridor. No sé si fui claro en mi inquietud. Todo parece indicar que es un pozo delimitador, desde el nombre. Si eso no es así, yo creo que vale la pena ser mucho más claros las razones por las cuales no es un delimitador, sino un descubridor, máxime cuando Pemex reporta como descubridor el pozo Terra-1, que es extraño porque las fechas pues son cuatro días de diferencia. Es decir, la fecha del descubrimiento según lo que reporta Pemex es el 23 de noviembre del año pasado y este pozo Terra-2DEL tiene como fecha de culminación entiendo el 27 de noviembre del año pasado. Entonces la verdad es que no, digo, al menos a mí no me quedó muy clara cuál es el tema con este pozo, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que sí genera mucha confusión el tener un pozo que se llama Terra-2DL y que sea un pozo descubridor. Al principio cuando comenté los antecedentes decía que el pozo, más bien el yacimiento Terra empezó a explotarse en 2009. Creo que hay que ir a la definición de yacimiento. Yacimiento es una unidad hidráulica, conectada hidráulicamente, y aunque sea la misma formación si no está conectada hidráulicamente pues genera otro yacimiento. O sea,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aquí creo que la clave es decir... no podemos decir que se consiguió la continuidad del yacimiento, no, porque tiene otra presión. Tiene otras presiones, son más de 200 kilos y eso definitivamente lo que plantea es que definitivamente no están conectados hidráulicamente. Si no están conectados hidráulicamente, es otro yacimiento. El problema es que se le llamó Terra-2DL porque lo que ellos buscaban era delimitar ese yacimiento que a lo mejor parecía más grande pero resultó que no resultó más grande sino que fue otro.

Ahora, ¿ese yacimiento cómo se le va a llamar, Terra también? Esas son las cuestiones que hay que tener mucha claridad porque finalmente el que van a perforar es el Terra-3DL, ¿no? Que finalmente está delimitando al otro yacimiento. Pero es una cuestión ahí de nomenclatura que a lo mejor la doctora Alma América pueda hacer más comentarios y yo diría que debería de llamarse diferente, ¿no? Pero no están así las cuestiones de nomenclatura. Cuando ellos pidieron el permiso, pues lo pidieron como Terra-2DL, ¿no? Y resultó que finalmente descubrió. Entonces lo que sí se determinó fue la continuidad de la estructura productora, no del yacimiento.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No del yacimiento. Es que es lo que dice el dictamen.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, bueno, entonces eso sí hay que especificarlo en forma adecuada, porque si es como dijo el doctor Faustino pues es la misma formación, las mismas características, pero está aislado hidráulicamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es el Cretácico, son dos yacimientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Voy a comentar algo y creo que vamos a tener que hacer algún comentario a nivel de la resolución. Yo lo comenté. Si son dos yacimientos creo que tenemos que cambiar, hacer una sugerencia a Pemex que cambie su Plan de Desarrollo y que nos modifique el Plan de Desarrollo presentado. O sea, ¿por qué lo digo? Porque el Plan de Desarrollo que tenemos autorizado hasta este momento incluye el bloque del nuevo yacimiento y por lo tanto, o sea, por eso digamos creo que este manejo de palabras no lo debemos de hacer,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿no? Porque si se incluye y si nos presentamos esta figura en realidad el yacimiento que tiene determinado Pemex es este verde, lo que está en verde. Y eso es lo que nosotros tenemos dentro de la Comisión un Plan de Desarrollo para el yacimiento verde, que es Terra. ¿Sí? Entonces después ahorita estamos aprobando un Plan de Evaluación que es lo punteado que incluye parte de lo verde. ¿Sí?

Si son dos yacimientos, en realidad Terra termina aquí. Entonces nos tiene que presentar una modificación del yacimiento Terra para desarrollar el campo Terra de manera independiente al Terra-2DL – si ustedes quieren llamarlo así – que puede ser con un límite hasta aquí, que es hasta lo que tienen determinado o un límite hasta acá si van a evaluarlo lo que hoy podríamos aprobar y puede tener una extensión mayor. ¿No?

Entonces en dado caso que se confirme una extensión de este yacimiento nuevo, tendrían que presentar un Plan de Desarrollo para todo este nuevo yacimiento. Ahora, lo que no se vale es tener un Plan de Desarrollo con pozos de desarrollo en esta área verde porque estarían invadiendo, o sea, digamos un yacimiento. Imagínense que fuera no Pemex, ¿no? Aquí porque es Pemex y decimos “bueno, es lo mismo”. Pero si fuera dos contratistas o dos operadores, pues uno podría operar Terra y otro Terra-2DL, ¿no? Entonces son dos yacimientos diferentes. Entonces al final de cuentas por eso yo dije, bueno, mi pregunta inocente es tienen dos diferentes presiones. Si tiene dos diferentes presiones, son dos yacimientos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No están hidráulicamente conectados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No están hidráulicamente conectados, por lo tanto no hay continuidad del yacimiento. Y al momento de decir, tendríamos que decir en nuestra resolución que tienen que hacer una modificación de su Plan de Desarrollo que nosotros lo tenemos hasta este momento con esta extensión y pues tienen que desarrollar Terra de este lado y el Terra-2DEL pues con toda la extensión que puedan tener hacia acá y que ojalá que sea la que más puedan para acá. Entonces ese es el punto que tendríamos que decir. Y bueno, a lo mejor lo pueden hacer integral y ojalá que se pueda hacer integral. Pero hasta este momento el problema es que tenemos traslapado y ojalá que no haya pozos perforados



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aquí, ¿no? Porque estarían invadiéndose unos con otros, ¿no? Pero bueno, ese es el punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En este mapa de alguna forma están aquí planteadas las áreas vistas desde superficie, pero el campo Terra y dice "campo" porque tiene dos áreas productoras que finalmente están conectadas. Una es el Jurásico Superior Kimmeridgiano que está a 5,700 metros, imaginemos a 5,700 metros, y la parte del Cretácico que está a 4,800. La nueva parte de los Terra-2DL y la posibilidad del Terra-3DL están un poquito más arriba aunque pertenecen al Cretácico. Entonces bueno, se pueden ver superpuestas en este mapa, pero realmente están en diferentes profundidades.

Yo coincido en que este descubrimiento lo que genera es un cambio en el Plan de Extracción de Terra. ¿Sí? Y creo que hay que anotarlo. Pero en este caso lo que estamos proponiendo ante el Órgano de Gobierno es el Plan de Evaluación de esta nueva área. ¿Sí? Y dentro del Plan de Evaluación a lo mejor podemos poner que tienen que presentar el otro, pero como que al parecer podría quedar así, ¿no? O hacer una comunicación para que el Terra nos lo cambiaran porque el Terra ya traía a estos pozos como parte del desarrollo. ¿Sí? Y eso es lo que hay que evitar, ¿no? Que estén en los dos. Son dos cosas diferentes totalmente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto, ese es mi punto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Entonces si están de acuerdo con base a los comentarios recibidos en la resolución y en el dictamen se hace la precisión de que no hay continuidad en el yacimiento. Y bueno, en la resolución no necesariamente, pero sí en la solicitud a Pemex de traer a modificación el Plan de Desarrollo de Terra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien? Antes Comisionado maestro Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente. Me gustó mucho la parte final que dijo la doctora que debiera de ser como un plan integral, porque siendo honestos toda esa área ya traía temas de perforar pozos. Y lo que está haciendo Pemex es detenerse y decir, “oigan, ¿saben qué? Con el pozo que acabo de perforar estoy viendo que no está conectado al yacimiento que venía produciendo”. Pero al final es todo el proyecto. O sea, qué le voy a hacer a todo eso verde más lo que no es verde que está punteado de azul, qué le voy a hacer y nos lo presenta en un plan. En ese plan – insisto – ven el resultado de un pozo y los resultados de cada pozo pues te van a hacer que tomes decisiones o vayas ajustando tus decisiones. Entonces yo creo que aquí me gusta más el tema integral a que ven y modifícame tu plan y quítale nada más a lo verde, quitándole un poco lo punteado y luego otro de evaluación. Me gusta más que digan es integral, que trae los dos, que hay dos condiciones diferentes. Es como cuando tenemos un yacimiento en el Cretácico y uno en el Jurásico que vienen y nos dicen lo que van a hacer en cada uno de esos yacimientos, pero dentro del mismo plan. Y, digo, a lo mejor nuestros lineamientos todavía no dicen que presenten planes integrales, pero conforme estamos viviendo esta actividad yo creo que mejor vemos nuestros lineamientos de tal manera que nos presenten planes integrales como va a suceder en los contratos.

En los contratos va a haber zonas que exploran, zonas que evalúan, zonas que ya están desarrollando e incluso zonas que ya están abandonando. Debemos ver que sea la zona con toda la actividad petrolera se tiene que hacer, pero que quede bien específica en qué yacimientos, en qué áreas, etc., etc. Porque regresar y decirle a Pemex, “no, mira, todo lo que ya traías de Plan de Desarrollo me lo modificas.” Y luego me quitas esta parte y explicando que si son dos formaciones diferentes nos vamos a estar enfrascando así porque debe haber cientos de casos en México donde los yacimientos están traslapados y tenemos no sé, nada más pensar en Chicontepec que cada lente tengamos que estar diciendo que nos presenten un Plan de Desarrollo, va a ser algo que pues no va a ser muy manejable creo yo. Entonces mi recomendación es pensemos en lo que comentó la doctora al final de ver un plan integral y dejar que se operen los campos como lo va demandando la geología.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente de acuerdo. Lo único digamos y es un poquito porque ellos están tomando la oportunidad de ir agrandando el yacimiento voy a ponerlo así, aunque sean diferentes yacimientos, ¿no? El punto aquí es de que si ellos están evaluando esta área de Terra-2 en la misma formación voy a decir, no el traslape, ¿no? En la misma formación quizá dar la oportunidad que primero evalúen esa área para... Por ejemplo, van a hacer una prueba de producción según lo que entendí ahorita en el Terra-DL. Si hacen un pozo de desarrollo y van a drenar la formación, la misma formación que están haciendo la prueba de producción del Terra-2DL, o sea, para desarrollo quizá no sea lo más conveniente porque quizá metan ruido, ¿no? Entonces ahí, o sea, si es a la formación más profunda pues no hay problema, ¿no? O sea, ahí sí no habría problema. Pero si es la misma formación, como que sí se tienen que dar los tiempos de evaluación y después ya de desarrollo para que hagan. O sea, por eso creo que a lo mejor sí se va a requerir alguna modificación porque a lo mejor ellos tenían considerado hacer pozos de desarrollo en el área verde como lo comenté hace un rato de inmediato y ahorita están diciendo: "No, voy a primero evaluar esa área con una prueba de producción de no sé cuántos meses". Entonces si va a hacer eso, pues ni modo que le pongas un pozo de desarrollo al lado, pues le vas a meter ruido, ¿no? O sea, ese es el único punto.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- No, y está bien, pero yo creo que puede solucionarse en un plan integral. O sea, que venga el plan integral, qué área voy a estar haciendo desarrollo, con qué actividades ya ajustadas con lo que esté haciendo en la evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, totalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La verdad es que creo que hay que enfatizar – ya lo hemos dicho aquí en Órgano de Gobierno – que estamos revisando los Lineamientos de Planes. Porque finalmente lo que tenemos que buscar es que las actividades en el campo no se detengan. En este caso hasta que nosotros no damos una validación de un Plan de Evaluación ellos no pueden hacer nada, no pueden perforar. Entonces pero ver también un plan integral no significa que no tengan que detallar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

específicamente cómo van a explotar cada una de las formaciones, sino que es integral. Y finalmente es integral, porque pues comparten las instalaciones superficiales, ¿no? Entonces eso hace que los costos sean muy diferente y que bueno que se encuentren nuevos yacimientos pegados a los que ya están produciendo, porque entonces los costos de desarrollo e infraestructura son mucho menores. Pero obvio lo que nosotros tenemos que tener es la integralidad de las áreas contractuales, no siquiera de los yacimientos. O sea, si hay varios yacimientos en un área contractual pues habría que ver todo en conjunto, aunque tenemos que verlo uno a uno y después ver cómo todos ellos se revisan en un plan integral de tal forma que maximiza el valor del área.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Yo nada más quería comentar con respecto a este plan integral pues se debe de ver como un campo completo. Es decir, por definición el campo son diferentes yacimientos. Entonces si es un solo campo todo, incluyendo el 3DL, ese plan integral básicamente es una extensión de lo que ya traen en Terra.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con dos yacimientos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Con dos, tres o cuatro yacimientos porque está el de Jurásico en los otros bloques.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que toma mucha importancia lo que dijo el Comisionado Franco. El área Chicontepec o alguna otra área que podamos tener en el futuro. Perdón. Si hay muchos lentes entonces para cada uno vamos a tener un Programa de Evaluación o de Desarrollo pues no. Perdón, se me fue la voz con esta tos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, no, está claro. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero para efectos del dictamen del Plan de Evaluación y sin



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perjuicio de que - no, digo -, sin perjuicio de que el Plan de Evaluación como evaluación se aprueba yo entiendo que debemos hacer una recomendación de revisar la actividad simultánea que están realizando en esa zona. De manera que si es pertinente presenten una modificación al Plan de Desarrollo para que quede clara las actividades que se realizan en una parte del yacimiento, bueno, en un yacimiento y queden clara las actividades que contarán para el otro plan. O sea, que se haga la precisión dentro del dictamen y dentro de la resolución para que se analice el caso en Pemex y presenten lo conducente. Probablemente podrían presentar un plan integral. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo sé que esto puede ser muy sencillo, pero eso nos lleva a cambiar la nomenclatura. Tenemos una nomenclatura basada como si hubiera un yacimiento en cada campo y no es cierto. Entonces si vamos a tener una nomenclatura por área, digamos asignación o contrato o vamos a tener una nomenclatura basada en yacimientos. Digo, es una cuestión no más de que tenemos que ponernos de acuerdo de cómo llamar a los pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo, hay que revisar eso. Sí, Comisionado.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que en este caso cuando se propuso el 2DL nunca pensaron que iba a haber otro yacimiento, ¿no? Solamente sería mi nombre programado y luego ya cuando termine la actividad ponerle el nombre real. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, pero totalmente – ¿no? – vamos a revisar ese punto.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De hecho el Lineamiento de Pozo sí prevé la modificación de los nombres de los pozos en virtud del descubrimiento posterior.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, nada más que hay que analizar cómo va a ser. Porque por ejemplo si yo fuera operador yo voy a empezar a pagar un pozo y hacer facturas y hacer todo con el nombre de un pozo y después me lo cambian, viene la auditoría y me va a decir, "oye, y este pozo qué, cuándo lo hiciste". Hay que tener cuidado en esa parte.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.30.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado a la asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.

ACUERDO CNH.E.30.002/18

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 y 7 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado a la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0160-2M-Campo Ixtal.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado, adelante por favor.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Bueno, como ya lo comentó la Secretaria Ejecutiva, lo que venimos a presentarles aquí es una propuesta para la modificación del Plan de Desarrollo de esta asignación donde está asociado el campo Ixtal. Todos los detalles los va a dar el maestro Daniel Mena. Yo lo único que quiero comentar es que el campo Ixtal se compone de dos yacimientos: uno en la Brecha y uno en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Este campo ha sido explotado en el Kimmeridgiano desde hace algunos años – ahorita nos da los datos precisos Daniel – y lo que pretende es hacer un ajuste en la explotación que está haciendo en Jurásico. Ahorita nos va a platicar también cuáles son los detalles que se han encontrado en el Jurásico y que hacen que se modifique la actividad, que en esencia es eliminar la perforación de 7 de los 8 pozos que tenía contemplados por problemas de agua.

Pero lo que es más atractivo de este plan modificado es el desarrollo de la Brecha, un área que ha sido atravesada por todos los pozos que fueron al Jurásico que es más profundo. Con esos pozos se logró evaluar toda la parte de la Brecha que es más somero y con eso se está proponiendo un Plan de Desarrollo aprovechando toda la infraestructura que ya se tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instalada y los pozos que ya se han perforado en esa zona. Esa es la atraktividad de este plan de desarrollo en el tema de la Brecha, pero pues hay sus ajustes en el Jurásico a como se tenía contemplado. Y algo que también considera esta modificación al plan es las observaciones que nos hicieron algunos de los Comisionados de áreas donde pareciera que se puede drenar más hidrocarburos, del sistema artificial que se piensa utilizar y algunos comentarios también de forma en la contabilidad de las metas que por ahí nos hizo el Comisionado Pimentel.

Ya todo eso lo traemos considerado, agradeciendo que el equipo lo acabó con oportunidad en trabajo conjunto con el operador petrolero Pemex, los equipos técnicos estuvieron aquí y que tuvo la oportunidad de tener ese dictamen terminado, observarlo, revisarlo con algunos de los Comisionados y hacer una comparecencia con el operador petrolero para que hiciera modificaciones a todas esas observaciones que les hicimos. Creo que sigue funcionando Presidente el estar trabajando en conjunto con los operadores que nos presentan sus planes, trayendo los equipos técnicos y trabajando directamente con los equipos de la Comisión en todas las áreas que compete al Plan de Desarrollo. Entonces yo ya dejo de hablar, sino también se me va a acabar la voz, para que ya pase Daniel a dar los detalles de esta propuesta de modificación al Plan de Desarrollo del campo Ixtal.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Maestro Daniel Mena, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- Comisionados, muy buenas tardes. Me parece un buen preámbulo lo que comenta el Comisionado ponente como el punto de inicio de qué es lo que motiva y cuál es la propuesta de esta modificación al Plan de Desarrollo del campo Ixtal. Adelante por favor Gustavo.

Haciendo rápidamente relación a la cronología, la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo fue ingresado en febrero de 2018. Se hizo una notificación de suspensión del proceso, pendiente que se hiciera la modificación del anexo 1 por parte de la SENER. Se concluyó la suspensión del proceso en marzo. El 8 de ese mismo mes se envió a PEP una solicitud de información faltante, se hizo la prevención, la cual fue atendida el 14 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

marzo por PEP. Se declaró suficiencia de información el 5 de abril y se solicitó, se le pidió una comparecencia a PEP el 26 del mes de abril, donde PEP posteriormente a esta comparecencia ingresó alcance de información y hasta el día de hoy.

Con respecto al objetivo de la modificación del plan y antecedentes, permítanme poner el contexto rápido de que la presente modificación considera – como hacía el resumen el Comisionado ponente – extraer las reservas 2P de la formación Brecha Cretácico y continuar la extracción de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Asimismo, efectuar reparaciones mayores y menores en ambas formaciones, mantenimiento de infraestructura y el abandono correspondiente. La inversión prevista es de 511 millones de dólares a la vigencia de la asignación, con la finalidad de recuperar un total de 42.2 millones de barriles de aceite y 37.4 miles de millones de pies cúbicos de gas. Más adelante comentaré los factores de recuperación a los que equivalen estos volúmenes.

La asignación se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 140 km al noreste de Dos Bocas como se muestra en el mapa. Actualmente cuenta con 10 pozos fluyendo del Jurásico Superior Kimmeridgiano y en marzo tenía una producción del orden de 15,000 barriles por día y del orden de 30 millones de pies cúbicos de gas.

Con respecto a las características generales, en la pantalla se pueden ver los dos yacimientos. Primero está la parte de Brecha y a un lado está Jurásico. Lo más relevante lo que quiero destacar de esta lámina es el área en km² para la Brecha es de 7.19, para Ixtal es de 16.3. La profundidad promedio de las formaciones es para la Brecha 3,530 y el Jurásico que ha sido explotado es a 4,100 metros verticales. La densidad del aceite en Brecha es de 20 grados API y para el Jurásico de 32. Y estas son las configuraciones estructurales de Ixtal Brecha y de Ixtal Jurásico veremos más adelante cómo está la distribución de pozos.

Con respecto a la evolución de las reservas. En la parte superior está lo correspondiente al Jurásico y precisamente el aumento de la producción de agua en este yacimiento originó la reclasificación de las reservas y actualmente se están proponiendo o se están registrando 24 millones de barriles solamente para reservas probadas. Y en la parte del Cretácico se realizó una actualización del modelo estático, por lo que se hizo una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reclasificación de reservas a probables y el dato que se está presentando y que voy a ir detallando más adelante es 18.2 millones de barriles, haciendo énfasis en que las reservas 2P y 3P también se encuentran actualmente en un proceso de cuantificación y consolidación.

Continuando con los antecedentes como campo, se realizó en el 1993 la perforación del pozo Ixtal que produjo aceite y gas de la formación Kimmeridgiano y se realizó una prueba de producción en el Cretácico. Se perforaron 18 pozos en total del campo Ixtal donde fue posible tomar registros, se recuperaron muestras de rocas y fluidos de ambos yacimientos y a partir de dicha información se desarrollaron modelos numéricos. De la formación Cretácico se cuenta entonces con pruebas de formación, amarre sísmica-pozo, distribución en las zonas con mayor fracturamiento, caracterización y conocimiento de la roca almacén y conocimiento de campos análogos. En este caso recordemos que el campo análogo y vecino geográfico es Manik.

Y adicionalmente quisiera comentar que, y aprovecho para resaltar el trabajo de equipo que se hace, la parte de exploración en este caso también externó y comentó que las actividades realizadas se han desarrollado acorde a la etapa del proceso, por lo que consideran que este campo en la parte Cretácica tiene una correcta evaluación. De esta prueba que menciono del pozo Ixtal-1 se tomaron registros geofísicos y se observó buena porosidad. Cuando digo buena porosidad me refiero que un 10% es para carbonatos de la Brecha son muy buenas porque las calizas normalmente pues estamos hablando del 3% al 6%. Lo relevante de esta lámina es que se probaron diferentes intervalos, este en específico en la Brecha, y el resultado fue que había 60% de aceite y 40% de agua.

La configuración estructural que se muestra en pantalla es para resaltar que los 18 pozos perforados en el campo atravesaron todos ellos la formación Cretácica. Recuerden la formación Cretácica se encuentra más menos 3,530 metros verticales. Y en la sección de correlación se pueden ver los 6 pozos, están en un recuadro azul, en los que precisamente se muestran los intervalos propuestos para hacer las reparaciones mayores que ahora voy a detallar. Pero aquí en color rojo se muestran estos intervalos precisamente y en estos pozos se hicieron pruebas de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para dar cumplimiento al artículo 44, me voy a enfocar a los tres puntos principales que están mostrados como objetivo en la pantalla: el plan de producción para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Permítanme primero hacer referencia a la parte del Jurásico. La línea negra muestra la producción establecida en Ronda 0, que le voy a llamar el plan vigente. La parte verde clara es la producción de aceite histórica y la parte, perdón, en esta parte pueden ver la declinación tan fuerte que se muestra en los últimos dos años en la producción de aceite histórico. Y la parte verde más oscura representa la modificación. En términos de producción acumulada, esta parte histórica al 2015 más el plan que está vigente que es el de Ronda 0, se estimaba una producción acumulada o esperada de 406 millones de barriles. La modificación para hacer comparativo – que sería el histórico más la modificación – sería actualmente de 338 millones de barriles. Ahorita voy a hacer referencia al final de cuándo serán las intervenciones y la actividad que va a dar lugar a esta modificación y el comparativo con inversiones. Adelante.

Para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que es la producción que estábamos viendo en la lámina anterior, estas son las 10 reparaciones mayores que se van a hacer en el Jurásico. Son 5 reentradas y 5 cambios de intervalo, que básicamente es obturar la parte del agua donde ya se ha presentado y disparar en la cima del Jurásico Superior. Y aquí están mostrado las áreas o los pozos donde se va a realizar esta actividad. Adelante.

Ahora me paso a la parte de Ixtal Brecha. Si analizaron diferentes perfiles de producción en atención a cuatro alternativas. Y efectivamente mencionaba el Comisionado que una de ellas, la última, fue a solicitud, atendiendo una solicitud de la Comisión.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Todas. También la del plató de 6,000 barriles, la de diferir dos años, todas se platicaron aquí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- La primera, la que está en color verde, es una alternativa que considera 6 reparaciones mayores, por supuesto el sistema artificial que más adelante voy a mostrar cómo fue seleccionado y la construcción de un ducto. Esta alternativa, que repito es la que está en color verde, y su producción acumulada sería del orden de los 18.2. La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alternativa dos, que es la de color amarillo, que es considerando la misma actividad pero esperando hasta que se concluya la construcción de la infraestructura prevista. Esto es considerando un diferimiento de dos años y es la de color amarillo. Entonces se puede ver la producción acumulada, ahorita mostramos la tabla comparativa.

La siguiente alternativa que es el plató a una tasa de 6,000 barriles por día manteniendo este plató durante más menos 5 años. Se tendría un acumulado igual un poquito mayor. Ahorita vemos el comparativo de 8.4. Y la alternativa en color rojo, que es atendiendo al tema de revisar el área noroeste de la estructura Ixtal para tratar de cubrir con más pozos la extracción de esa parte norte. Y entonces, bueno, está representada la alternativa en color rojo.

En la siguiente tabla entonces se analizaron estas cuatro alternativas. Se revisó el volumen a recuperar de cada una de ellas y como parte del análisis que se realiza en esta Comisión incluso se hicieron verificaciones utilizando la metodología del gasto inverso para verificar estos volúmenes en las cuatro alternativas. Y el resultado se muestra en los indicadores económicos donde el VPN esperado tanto antes de impuestos como después de impuestos pues resultó ser el mayor de la alternativa 1.

Una vez identificadas y evaluadas las alternativas, se revisó las condiciones operativas esperadas para determinar cuál es el sistema artificial de producción más conveniente para la explotación de Ixtal y se consideraron estas condiciones: profundidad, temperatura, gastos máximos, corte de agua, desviación del pozo, tamaño de TR, con lo cual se determine si hay restricciones o si es la mayor eficiencia operativa esperada. Quedando como alternativas el bombeo electro centrífugo, el bombeo hidráulico tipo Jet o el bombeo neumático continuo. De igual manera fueron evaluadas económicamente y la rentabilidad se muestra en la tabla inferior de sus pantallas. El VPN y el antes y después de impuestos resultó mayor en el tema de bombeo neumático continuo. Aquí es importante mencionar que el campo análogo Manik también utiliza el sistema, entonces ya hay una infraestructura asociada a ese campo y pues eso optimiza digamos el tema de uso de infraestructura compartida. Adelante por favor.

Entonces una vez seleccionada la alternativa de mayor rentabilidad y el sistema artificial de producción, este es el perfil de producción esperado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para Ixtal Brecha, en donde se puede ver las 6 reparaciones mayores que iniciarían por cierto este mismo año las dos primeras: Ixtal-1, Ixtal-23. Y el perfil de la producción acumulada esperada es de 18.2 millones de barriles. Adelante por favor.

En esta gráfica se muestra precisamente la ubicación de los pozos en donde se realizarán las reparaciones mayores, que recuerden es aislar el Jurásico Superior Kimmeridgiano que ha sido explotado y disparar en la formación Brecha. Adelante.

Ya viéndolo de manera conjunta el perfil de producción de Ixtal completo que sería Jurásico más Brecha, se vería de esta manera. La parte histórica en color verde y el plan propuesto sería el color verde oscuro. Hay un comparativo contra el plan vigente y en barras se puede ver las inversiones previstas en Ronda 0, que serían las barras de color amarillo, y las inversiones del plan que estoy presentando. En la tabla superior del lado derecho quiero resaltar que la producción acumulada histórica 2015 más la del plan vigente para hacerlo comparativo era de 406. Por la situación de la presencia de agua y la reducción que se está teniendo y la actividad propuesta, entonces esta modificación considera una recuperación acumulada de 356 millones de barriles. Y es importante mencionar que la inversión prevista en el periodo 2018-2034 en millones de dólares era de 1,620 millones de dólares contra los 511 que actualmente considera este plan, porque solamente está considerando las reparaciones mayores que he mencionado y ya no se van a hacer las perforaciones que ahorita muestro un resumen. Adelante por favor.

La Brecha por ser un yacimiento que no ha sido explotado le hicimos un comparativo. He mencionado que Manik es el campo análogo no solo parecido en su formación lógica sino que es además vecino geográfico. Y bueno, pueden observar que el factor de recuperación esperado y que es la propuesta con la información que se tiene hasta el momento está en la media y muy parecido precisamente a los campos aledaños a Ixtal. Adelante.

Con respecto al programa de aprovechamiento de gas natural. Todas estas corrientes aquí está en color rojo aparece el campo Ixtal y las 8 corrientes adicionales convergen en Abkatun Alfa 2, donde se requiere verificar la capacidad de compresión. En este caso hay tres módulos, son de 120, dos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operando, uno disponible. Entonces se puede ver que la capacidad de compresión es suficiente, por lo que se contempla la continuidad de la meta de aprovechamiento de gas del 98%. Adelante por favor.

Co respecto a los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Permítanme primero mostrar el esquema de infraestructura actual de la asignación A-0160 del campo Ixtal. Básicamente pues aquí está la plataforma Ixtal Alfa que es un octápodo, el tetrápodo reforzado Ixtal Bravo y los ductos. Esta es la infraestructura como actualmente está.

La propuesta – en la siguiente lámina – es la construcción de un gasoducto de 8 pulgadas por 7.3 km para la inyección de BN y esta pequeña interconexión para poder suministrar el gas de BN a Ixtal Alfa de 0.3 km y la instalación de un separador, con lo que da pauta a los mecanismos de medición que voy a presentar. Entonces básicamente la infraestructura se reduce a construir este gasoducto, su interconexión y la instalación del separador.

Entonces en el escenario actual, ya hablando de los mecanismos de medición. En el escenario actual esta es la corriente de Ixtal, pero también confluyen decía 8 más. Aquí por ejemplo se muestra Manik, está Onel, etc. Y actualmente fluye la corriente hacia Abkatun Delta, donde se hace la medición de referencia tanto con un medidor coriolis para la parte de aceite como con un medidor ultrasónico para la parte de gas. Y la producción es enviada hacia Dos Bocas. Este se tiene medición de referencia también a la entrada y finalmente el medidor fiscal, que es un medidor de tipo turbina donde están ubicados el SW 100 y el SW 200, que son estos medidores fiscales. Entonces ese es el recorrido de la corriente de Ixtal.

Por la parte de gas, una vez que llega a Abkatun delta se separa y se manda, junto con algunas otras corrientes que se van incorporando, por esta línea de 109 km hasta Atasta y sigue su recorrido hacia el Centro de Distribución de Gas y aquí están los 5 medidores de placa de orificio para el gas. En el esquema propuesto de cómo van a operar y que sería a partir del 2019 en adelante, está instalado considerado este separador, que es parte de la infraestructura que mostraba como propuesta de esta modificación de plan. Este separador Ixtal Alfa permitirá precisamente individualizar la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

corriente y enviarla hacia Abkatun Alfa 2. Con esto se tendrán dos beneficios. Por un lado reducir la contrapresión de las redes de transporte y dos, como ya viene individualizada la corriente, mayor certidumbre en la medición para el manejo de corrientes. Entonces no se pierde la flexibilidad operativa. En caso de requerirse pudieran seguir operando hacia Abkatun Delta como actualmente lo hacen, pero con las dos ventajas que se tienen y siendo que también esto es parte del bloque Abkatun Pol Chuc ese sería el esquema. Por lo demás, la corriente continuaría su recorrido como mencionaba hacia la Terminal Dos Bocas para el tema de aceite y el gas por vía Atasta hacia el Centro de Distribución de Gas Marino. Entonces se tendrá también medición de referencia en Abkatun Alfa 2 y ahí se pondrá un medidor coriolis y un medidor de placa de orificio. Adelante por favor.

En resumen con respecto a las actividades, aquí están la reparaciones mayores previstas, las reparaciones menores, la construcción del gasoducto, el separador remoto, se tiene previsto el taponamiento de 15 pozos – mencioné en un inicio que hay 18, 3 ya están taponados – y el abandono que se va a hacer en años subsecuentes pero que incluye precisamente las dos plataformas que mostraba en el esquema de Ixtal y los 6 ductos, considerando incluso el previsto para construcción en este año.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, me permites, Presidente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- Por supuesto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Regrésate a la tabla. En el perfil de producción que nos mostró Daniel, la producción termina más o menos en el 2026-2027 y taponan los pozos que tienen operando que hay en el 2028 y 2029. Pero toda la infraestructura que tiene Ixtal o gran parte de ellas, estas dos plataformas, 6 ductos, sirven para dar soporte a la producción de otros campos. Por eso es que se pone que se abandonarían pues ahí en el periodo 2030-2049. En la comparecencia platicábamos de, bueno, ¿y ese dinero cómo se va a guardar? En el caso de las asignaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no tenemos fideicomisos de abandono como sí lo tenemos en los contratos. Entonces ahí se pedía meter una recomendación en el dictamen y no sé si en la resolución sobre que debe tener en algún lado un fideicomiso para el abandono de la infraestructura de cada proyecto que nos están presentando. Entonces lo dejo ahí como comentario, ahorita vemos si va al dictamen o va una resolución, es una recomendación. Pero ya se debe ir pensando en poner fideicomiso a las asignaciones petroleras, independientemente si después se migran a un contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- Muchas gracias Comisionado. Y a propósito de recomendaciones y antes que yo continúe con el siguiente tema de inversiones. En el punto de medición, y como es parte del procedimiento que se realiza en la Comisión para revisar estos planes, mandamos la aprobación para su comentario sobre los puntos de medición a la Secretaría de Hacienda. Y en este caso específico en su respuesta nos dice que está de acuerdo con la propuesta, con los puntos, pero dada la complejidad, y sobre todo por la convergencia de diferentes corrientes de otros campos, recomienda la elaboración de un banco de calidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- Continúo con la parte de inversiones. Refería que el total de inversiones propuestos es 511 millones de dólares distribuido en estos cuatro rubros de actividad petrolera que es evaluación, desarrollo, producción, abandono. Puede observarse en la lámina que los principales montos pues está en la construcción de instalaciones, está previsto el gasoducto y en las intervenciones a pozos, que son las reparaciones mayores de ambos yacimientos. Perdón, regrésate. El total de gastos de operación sería 252 millones para un gran total de 763 millones de dólares. Adelante por favor.

Entonces en cumplimiento a los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos y al 39 de la LORC, acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero con la reparación de los 6 pozos propuestos y la instalación de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sensores de fondo. Se permitirá desarrollar un conocimiento de los yacimientos y como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de esta asignación. Referente al factor de recuperación y obtención del volumen máximo, para el Jurásico Superior el factor final de recuperación esperado es de 38.6% en el aceite y 46.4% en el gas. Y para la Brecha el factor esperado es de 26.8% para el aceite y 26.9% para la fase de gas.

Con respecto a la reposición de reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética, se considera la estrategia de extracción con reparaciones mayores y de resultar exitosa se podrá reclasificar la reserva 2P mediante la reactivación de los pozos cerrados y adicionar los 18.2 millones de aceite y 2.5 miles de millones de pies cúbicos de la Brecha.

Referente a promover el desarrollo de las actividades, mencioné que se tienen previstas 16 reparaciones mayores, 7 menores, la construcción de un gasoducto para la inyección de BN, la implementación del sistema artificial que – como ya vieron – fue seleccionado el bombeo neumático. Con referencia a tecnología y plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación, consideramos que con la propuesta que se está haciendo está enfocado efectivamente a maximizar el factor de recuperación en ambos yacimientos. Y con respecto al programa de aprovechamiento de gas, se tiene previsto continuar y cumplir, mantener la meta de aprovechamiento del 98% y ya veíamos que hay capacidad.

Derivado del análisis, se hace una recomendación de modificación al anexo 2 del título de asignación debido precisamente al incremento de la producción de agua que comentábamos en la formación Jurásico. Y por lo tanto es necesario adecuar el compromiso mínimo de trabajo presentado en el título de la asignación. Este es el que está vigente. Aquí vemos las 8 perforaciones y 8 terminaciones que comentaba el Comisionado y en el plan propuesto solamente se tienen previstas reparaciones mayores y con eso se alcanzarían los factores de recuperación y con una menor inversión. Por mi parte sería todo en este resumen, quedo a sus órdenes Comisionado ponente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Presidente, con esto que se presenta, lo que queremos es proponer al Órgano de Gobierno el aprobar la modificación al Plan de Desarrollo del campo Ixtal.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado maestro Franco. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Creo que hay que felicitar esta práctica, buena práctica de trabajar junto con los operadores para llegar a tener un Plan de Desarrollo óptimo. Pero creo que no debemos dejarlo ahí porque todo esto que hemos visto es el resultado de la fusión de suposiciones que tenemos para la explotación. En la medida que empecemos a ejecutar este plan pues vamos a tener más información y va a haber mucha oportunidad de poder mejorar el desempeño económico. Entonces creo que debemos de continuar, ¿no? Esto que ya ustedes iniciaron con todas las audiencias que le estén dando un seguimiento de tal forma que podamos corroborar el cómo se va desempeñando ese plan. En otras palabras, que lo monitoreemos continuamente. Ellos lo tienen que hacer los operadores, pero también nosotros para estar en contacto y no tener sorpresas por dejarlo de alguna forma sin un seguimiento continuo. Fundamentalmente lo que estoy hablando es la supervisión, ¿no? La supervisión documental y la supervisión física del comportamiento de los pozos en el campo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muchas gracias doctor Néstor. De hecho el proyecto la asignación de Xanab que empezamos a aplicar este acercamiento con el operador petrolero ayer y antier fue nuestro equipo a supervisar lo que nos dijeron: los ritmos de producción que dijeron, cómo los iban a administrar para que no se viniera el agua, para incrementar el factor de recuperación, el poder reducir la incertidumbre sobre la posición del contacto y el desarrollo de sus modelos estáticos y dinámicos. Eso principalmente fue a ver nuestro equipo en los dos días pasados y por supuesto que ahora en estos planes que estamos aprobando y platicando con Pemex le vamos a tener que ir a visitar sobre todo cuando se vayan cumpliendo estas metas. Si ustedes se fijan en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perfil de producción que está proponiendo en su plan Pemex hay alrededor de más de 4,000 barriles o alrededor de 5,000 barriles que pueden entrar este año y llegar a un pico de producción de más de 10,000 barriles en el siguiente año o en el 2020. Entonces es una aportación que le puede ayudar en el cumplimiento de sus metas desde este año.

Tenemos que ir a vigilar o a supervisar que la reparación la hicieran, son exitosas, un poquito estar más de la mano con ellos con la finalidad de ir optimizando y cumpliendo lo que nos pide el 44 de la ley, que es incrementar los factores de recuperación de la manera más rentable, que se mida bien, que se aproveche el gas y que se use la tecnología adecuada. Eso lo vamos a seguir haciendo. Insisto, desde hace dos días hasta ayer se hizo la supervisión de un proyecto anterior y obviamente este tendrá que ser vigilado. Y con todos los trabajos también que se están haciendo al interior de la Comisión para incrementar pues nuestra capacidad de supervisión. Porque estamos entrando a la madurez de aprobar viendo, vigilando el 44, ya se entiende mejor los lineamientos por parte de los operadores, nosotros los estamos optimizando, pero sí tenemos que ir incrementando la capacidad en paralelo para supervisar y darle cumplimiento a lo que estamos aprobando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente esta buena práctica lo que permitirá es maximizar valor y también ajustar nuestros procesos porque los planes van cambiando con el tiempo. Entonces tener procesos que sean muy ágiles de tal forma que si hay necesidad de hacer cambios en poco tiempo podamos evaluar nuevamente el plan y si trabajamos junto con ellos eso es mucho más fácil. Entonces podemos validar los planes para que se hagan las operaciones en el campo sin ninguna interrupción tal y como lo demanda el yacimiento o los yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho yo les platicaba al inicio. Esta modificación es porque se adiciona la Brecha, pero que también se hacen ajustes en el Jurásico. El comportamiento del Jurásico



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hizo que se viniera el agua por cuestiones geológicas, de explotación, etc. – ya estaremos revisando más a detalle las razones por las cuales se vino el agua – e hizo que se modificara el Plan de Desarrollo. Es decir, que ya no se hicieran 7 de los 8 pozos que están ahí, lo cual es una decisión correcta. Imagínense que se siguieran perforando pozos en una zona donde ya está invadida de agua más la construcción de la plataforma, etc. O sea, el operador es responsable en el tema de ajustar de acuerdo al comportamiento.

Lo que habría que revisar después es si el perfil de producción fue el adecuado para esa zona. Y ahora hay que también entender que para el cálculo por ejemplo del presupuesto de ingresos se pide un perfil de producción principalmente aportado por Pemex que es el que tiene la mayor cantidad de producción, quitándole un poco los 1,500 barriles que traen los contratistas en áreas terrestres. Ese perfil de producción, entiendo de acuerdo a lo que señala las premisas para la elaboración del presupuesto de ingresos de la Federación, es aprobado por el Consejo de Administración. Y ese Consejo de Administración, bueno, pues es con gente de Pemex, ¿no? Ahí no sé si deberíamos después analizar en el tenor de la mejora de los procesos si debe haber participación de la CNH para aprobar el perfil de producción del siguiente año con el que se estiman los ingresos. Porque si por alguna razón no se cumple la meta de ingresos, a lo mejor se le tiene que pedir a alguien que incremente la producción y eso pudiera modificar el comportamiento de algunos yacimientos y pues los temas después de andar modificando los planes. Digo, eso lo dejo ahí, es cosa que después tendríamos que estar analizando al interior, pero sí sería bueno ser partícipes del perfil de producción que se usa año con año para el cálculo de ingresos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. ¿Algo más maestro Mena?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELAZQUEZ.- Sí, gracias Comisionado. Quisiera resaltar algo de lo que están comentando los dos Comisionados en el término de la metodología. A mí me corresponde presentar un resumen que, como vieron, son varios temas los que se analizan y es un resumen pues muy, de apenas de 30 minutos. Pero sí, es importante resaltar que detrás de cada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

uno de estos temas se hace un análisis, una interacción de diferentes equipos de trabajo de la Comisión. Y a lo que voy es esto. Tenemos con ese acercamiento, porque vieron que hay infraestructura, se verifica si hay un cronograma, en qué etapa están, qué avance tienen, como está, si está en proceso de ingeniería, qué tan avanzado. Los modelos pues se revisan, el análisis económico se reproduce aquí en la Comisión, los indicadores que se presentan son resultado de comparativos que se hacen aquí, el comparativo de factores de recuperación, etc. A lo que quiero llegar es que finalmente, y atendiendo lo que está comentando el doctor Néstor sobre el seguimiento que se le debe de dar, es que tenemos una buena línea base ya en la Comisión. O sea, nos quedamos con un proyecto base de punto de partida que nos permitirá ir viendo precisamente la evolución en todos estos aspectos que comenté.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario colegas? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.30.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0160-2M-Campo Ixtal.

ACUERDO CNH.E.30.003/18

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 fracción II, 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

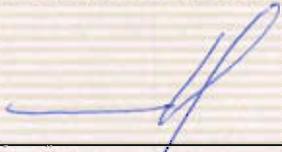


Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex
Exploración y Producción para la Asignación A-0160-2M-
Campo Ixtal.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:57 horas del día 17 de mayo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

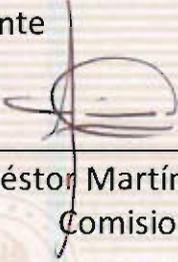
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



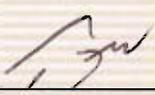
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



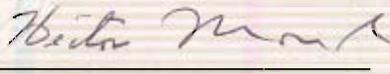
Alma América Porres Luna
Comisionada



Néstor Martínez Romero
Comisionado



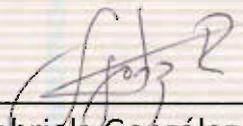
Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva