

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:54 horas del día 15 de noviembre del año 2016, 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 Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de las convocatorias emitidas por la Secretaria Ejecutiva mediante los oficios números 220.2303/2016 y 220.2309/2016 ambos de fecha 14 de noviembre 2016, 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, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de evaluación del cumplimiento de las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0042-M-Agua Dulce-01.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0055-M-Mezcalapa-05.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0058-M-Mezcalapa-08.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0063-M-Grijalva-01.
- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0059-M-Mezcalapa-09.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento de evaluación del cumplimiento de las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Titular de la Unidad Jurídica de la Comisión.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado general, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso señor Comisionado Presidente, señores Comisionados. Se pone a consideración una propuesta de resolución a una solicitud y un acuerdo que tuvo este Órgano de Gobierno en donde el 17 de diciembre de 2015 se acordó iniciar un procedimiento de evaluación del cumplimiento de las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema o venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos a la empresa PEMEX Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos.

Cabe destacar que este procedimiento se llevó a cabo con base en estas disposiciones técnicas que fueron emitidas por esta Comisión el 9 de diciembre del 2009 en virtud de que aun en 2015 cuando ya había entrado en vigor la reforma no se habían expedido los nuevos lineamientos para el aprovechamiento de gas asociado que fueron expedidos hasta el 7 de enero del 2016. Y con base en el artículo tercero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

transitorio de la Ley de Hidrocarburos, hasta en tanto no emitiéramos nuevas disposiciones seguían vigentes las emitidas en aquel entonces en 2009.

El alcance del procedimiento administrativo ordenado por este Órgano de Gobierno fue: Primero, determinar el grado de cumplimiento de estas disposiciones técnicas respecto a las metas programadas para aprovechamiento de gas en el activo Ku-Maloob-Zaap por parte de la empresa. El segundo sería dictar en su caso las medidas adicionales que fuesen necesarias para garantizar el cumplimiento de las metas relacionadas con el aprovechamiento de gas, de conformidad con la información que proporcionó en su momento PEMEX respecto del activo Ku-Maloob-Zaap. Y finalmente identificar en su caso cualquier incumplimiento a los objetivos planteados en las disposiciones técnicas a fin de determinar lo que corresponda, en este caso si fuera el caso alguna sanción.

¿Cuál es la competencia de este Órgano de Gobierno para conocer de este asunto que es relevante señalar? Esta Comisión tiene como responsabilidad, de acuerdo con la Ley, administrar y supervisar las asignaciones. En este caso Petróleos Mexicanos es titular de las asignaciones en las cuales se tiene que cumplir con evitar la quema y la reducción del venteo de gas. Segundo, regular la exploración y extracción y el aprovechamiento de gas. Ahí es con base en esta facultad que la propia Comisión ha emitido disposiciones técnicas que tienen que ser acatadas por parte de los regulados y vigilar el cumplimiento de las mismas.

Y finalmente, el de iniciar, tramitar y resolver toda clase de procedimientos administrativos relacionados con la vigilancia de los temas regulatorios. A su vez los contratistas y asignatarios en este caso están obligados a cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones que emita la Comisión en términos de la Ley de Hidrocarburos y conforme al Reglamento Interno de la Comisión este Órgano de Gobierno es competente para resolver los procedimientos administrativos iniciados por la misma.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ya entrando en materia respecto a la parte estrictamente técnica, podemos ver en esta gráfica como en los ejercicios 2014-2015, si podemos ver en la línea amarilla, conforme a las disposiciones técnicas que fueron revisadas, el artículo quinto establece que la quema y el venteo de gas por parte de Petróleos Mexicanos tiene que sujetarse a un techo limite nacional. Ese techo, que era un techo de 149 millones de pies cúbicos en 2014 se fue a 242 y en 2015 de 140 se fue a 423 millones de pies cúbicos. Adelante.

Específicamente en esta revisión que se ajustó al activo Ku-Maloob-Zaap podemos ver que la parte azul clara es la diferencia o es el impacto de la quema de gas en este activo respecto del gran total. El límite en Ku-Maloob-Zaap era de 39.6 millones de pies cúbicos y se quemaron 133.5, mientras que en 2015 el limite era 105 para Ku-Maloob-Zaap y quemó 137.8 millones de pies cúbicos de gas.

Con base en eso, se pone a su consideración una resolución que tiene dentro de su estructura, primero, el análisis de toda la secuela procesal en donde se solicitó información y documentación diversa a Petróleos Mexicanos, se tuvieron inclusive dos audiencias, una el 21 de abril y otra el 16 de junio, en la cual se desahogó y se precisó todos los requerimientos por parte de esta Comisión y se identificaron tres preceptos básicos en donde hay un incumplimiento por parte de la empresa a las disposiciones de esta Comisión. Básicamente estos preceptos (el 5, el 6 y el 30) lo que establecen es – como decía – que PEMEX, que era digamos el único destinatario de esta regulación en 2009 cuando todavía no se daba la reforma energética, tenía que ajustar todo lo que es la destrucción controlada de su gas a un límite o techo nacional. Ese límite o techo nacional es el que comentamos, que fue sobrepasado en 2014 y 2015.

Por otra parte hay la obligación de tener una planeación estratégica en la quema y venteo de todo lo que es el gas en campos, yacimientos, pozos abandonados, en proceso de abandono o en producción, para tener una estrategia integral de manera que se reduzca la quema de gas por debajo del límite nacional. Y establecía aquella regulación que hasta que se llegara al 0.5% de quema se establecerían nuevas bases. De tal manera que esa parte pues también resulta incumplida.

Y finalmente por un tema de transparencia, se requiere que la empresa presente un manifiesto por cada uno de los campos en donde establezca las metas para el aprovechamiento, conservación o en su caso destrucción controlada del gas. Cuestión que en el caso de Ku-Maloob-Zaap (como vimos) también se sobrepasó.

Independientemente de todo, en el artículo sexto se establece que puede haber un sistema de compensaciones entre campos, de tal manera que si en un campo se rebasara el límite, pero se respeta el límite nacional no habría tema. Sin embargo, como vimos en la primera gráfica, a pesar de que hubiera sistema de compensaciones en el global se rebaso el límite o el techo nacional.

Por ello se determinó el incumplimiento por parte de PEMEX Exploración y Producción a estas disposiciones técnicas, haciendo énfasis también en el reconocimiento que tuvimos por parte de la propia empresa en las distintas audiencias respecto del citado incumplimiento.

Y con base en ello, e inclusive con la legislación que nos permite hoy en día en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía, imponer no solamente sanciones económicas, sino también no económicas. Se ha propuesto una sanción que importa tanto la fijación de una multa como el establecimiento de un plan de acción que implique una serie de medidas correctivas a fin de que de inmediato la empresa presente un plan de acción dentro de los 10 días hábiles siguientes que corrija la quema y venteo de gas y se regrese al límite establecido por las propias disposiciones.

Dentro de los eventos relevantes del procedimiento – como comentaba – hay un reconocimiento de este incumplimiento en los ejercicios 2014 y 2015 por parte de la empresa. Sin embargo también dentro del expediente el día 3 de mayo la empresa presentó un plan de acción para disminuir el volumen de gas enviado a la atmosfera en el activo Ku-Maloob-Zaap. Independientemente de esto, conforme los lineamientos de aprovechamiento de gas asociado que fueron ya publicados el 7 de enero del presente año por parte de la Comisión, tiene que presentar un programa de aprovechamiento de gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en eso, dimos la determinación del incumplimiento que como comentábamos del 2014, de un techo en este activo de 39.6 se fue a 133.5, pero del techo nacional de 149 se fue a 242 millones de pies cúbicos. Y en 2015, en el límite del activo que era 105 se fue a 137.9, con una diferencia de 32.9 millones de pies cúbicos, pero que de todos modos en el techo nacional que era de 140 millones de pies cúbicos se fue a 423.

Con base en la propia Ley de Hidrocarburos se fijó una sanción económica de 30,000 unidades de medida de ajuste. Pero sin perjuicio de ello, y considerando que lo más importante es que se regrese a la normalidad en el aprovechamiento del gas asociado, se analizó por parte de las áreas técnicas el plan 2016-2019 que presentó la empresa dentro del expediente donde establece o hace la propuesta de una inversión global de 2,445 millones de dólares, que implican la construcción de un gasoducto por 206.3 millones de dólares para ser liberado en marzo de 2017, la infraestructura para compresión de gas por 1,242 millones de dólares para ser entregada en enero de 2019 y la infraestructura de inyección de gas con alto contenido de nitrógeno al yacimiento por 997 millones de dólares para ser entregada en julio de 2019. Adelante.

Con base en esto, dentro de la resolución, se está estableciendo una sanción no económica que consiste en que la empresa debe instrumentar las acciones correctivas que correspondan a fin de cumplir con las metas en materia de aprovechamiento de gas en términos de la regulación vigente. La regulación vigente nos establece un plazo de 3 años para llegar al aprovechamiento del 98% del gas.

Y con base en el artículo 14, fracción segunda, de las disposiciones vigentes en materia de aprovechamiento de gas asociado, lo que se propone a la propia resolución, que la propia resolución establezca que la empresa deberá de presentar las acciones e inversiones para alcanzar la meta anual considerando como parámetro mínimo el monto de inversión consistente en los 2,446 millones de dólares, así como el calendario propuesto para la ejecución de estas acciones, mismo que tendrá que dársele seguimiento por parte de la Comisión y que proporcione la viabilidad técnica, económica y financiera de este plan.

En la resolución se establece un plazo de 10 días hábiles para que se presente a satisfacción de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el plan respectivo de inversión.

Este sería en términos generales la propuesta que se pone a consideración del Órgano de Gobierno, no sé si por parte del área técnica quisieran hacer algún comentario. ¿Ulises?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Si, muchas gracias. Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionados. Solamente, complementando lo que se dijo en esta sesión, que las causales de incumplimiento se dividen en tres grandes ramos: Una que están asociadas a la parte operativa, la otra al yacimiento y una más al accidente.

Accidentes y principalmente la parte operativa la que tiene mayor proporción o mayor peso sobre este incumplimiento y que las acciones propuestas por Petróleos Mexicanos están asociadas principalmente a estas actividades operativas como se mencionó ahorita en la misma presentación. Solamente hacer esa aclaración, que principalmente la causal del incumplimiento es la parte operativa y las acciones están enfocadas a resarcir esa parte principalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero, abogado; Marco de la Peña, muchas gracias. Colegas Comisionados, Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo aquí tres preguntas para el licenciado Marco de la Peña. El primero es: No se mencionó el impacto de la sanción económica. Se mencionó la parte no económica pero no la parte económica. La segunda pregunta que tengo yo es: Se dice que vamos a dar seguimiento al cumplimiento del plan de acción. Pero la pregunta es: ¿Cómo se va a dar este seguimiento, o sea, cómo vamos a asegurarnos?

Y la tercera pregunta es una reflexión. O sea, estamos quemando aquí gas y venteando gas suficiente para operar 20 plantas de generación eléctrica. Estamos aquí haciendo una problemática que así en cálculos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muy (como se dice) como de pronto, esto equivale alrededor de 20 mil millones de pesos al año. No es una cantidad pequeña. Entonces la pregunta que yo tendría es: ¿Qué pasa si no se cumple con la meta?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí. Bueno, respecto del primer tema de la sanción económica, la comenté. La Ley nos establece que ante la violación de una regulación por parte de la Comisión hay un margen de sanción. Estamos proponiendo 30,000 unidades de medida de ajuste, que antes eran salarios mínimos generales, antes de que hubiera una reforma en donde ya es una unidad de medida. Se toma en cuenta el daño, la intencionalidad, la reincidencia, que en este caso no se considera reincidencia en virtud de que el activo Ku-Maloob-Zaap no había incurrido en omisión, y el grado, o no, de gravedad de la sanción.

Por lo que hace al seguimiento del plan de acción...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me lo podrías traducir a pesos para los que no somos...

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Son 73 pesos por unidad. Son cerca de 2 millones.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTÍZ GÓMEZ.- Son \$2, 191,200 pesos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y centavos.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Aquí lo que es muy relevante doctor es el monto de la sanción no económica porque el plan implica una salida muy importante de recursos para cumplir o para regresar a la normalidad, que creemos que es la parte pues más relevante para efectos del sector.

Por lo que hace al seguimiento del plan de acción, dentro del propio plan de acción estableceremos reportes junto con el área técnica y tendremos que dar una serie de visitas y verificaciones de que se va cumpliendo con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los reportes que presente la empresa. Como decía, tiene que presentar un calendario de acciones y en ese calendario se tendrán que ir viendo que los hitos que se establezcan se cumplan. Y sin duda alguna que la Unidad Técnica de Extracción, le dará seguimiento.

Y por lo que hace al tema de si no hubiera cumplimiento, digo, no es necesario establecer una resolución administrativa que pasa si no hay un cumplimiento. Lo que sí es claro es: las propias disposiciones técnicas sobre aprovechamiento de gas asociado que son vigentes, en su artículo 35 nos reenvían a la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Hidrocarburos establece con claridad de que en caso de que hubiera reincidencia o reiterada omisión puede haber un tema de una responsabilidad digamos administrativa, inclusive de personas físicas.

Y el artículo 87, si gusta les leo el parrafito, hay una mención que nos dice: "Las sanciones señaladas en esta Ley se aplicarán sin perjuicio de la responsabilidad civil, penal o administrativa, que resulte la aplicación de sanciones por otros ordenamientos y en su caso de la revocación de la asignación, permiso o autorización o de terminación del contrato para exploración y extracción." De tal manera que si llegara a haber una reiteración en el incumplimiento de la obligación, el propio marco legal lo establece y nosotros tendríamos que iniciar un procedimiento independiente, pero con todo este antecedente, para efecto de definir cuál sería la sanción a aplicar.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
¿Comisionados? Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Me surgió una duda en relación con la sanción económica que estamos estableciendo un monto determinado, que es lo que ya tenía programado Petróleos Mexicanos, y el calendario. Pero estoy recordando en la presentación que habla de un monto para 2016. Si PEMEX no ha hecho una inversión importante durante 2016, prácticamente estamos haciendo que cumpla ese calendario a 45 días de que se termine el año, cosa que nos llevaría prácticamente a que la sanción sea materialmente imposible de cumplir.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Digo, yo no tengo conocimiento cual es el avance de la inversión. Yo no sé si pudiéramos hablar, digo, para que la sanción pueda realmente ser real y pueda ser cumplible el que habláramos de las inversiones 2016 que se puedan realizar durante 2016 y 2017. A bueno, perdón.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTÍZ GÓMEZ.- El calendario es hasta 2019.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- El calendario con fechas comprometidas...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De hecho el proyecto comienza en marzo del 2017.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- OK. Es que me quede con la fecha plan 2016-2019. Pero, bueno, el calendario es a partir de 2017.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perfecto. Si, está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Por favor doctor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, lo primero es comentar acerca del plan de acción, de cómo le vamos a dar seguimiento.

Desde el año 2014, muy a principio del año, en los primeros tres meses, nos dimos cuenta de que las cosas no iban bien con el cumplimiento porque cada mes recibimos por parte de Petróleos Mexicanos la quema y venteo que se da en todos los activos de producción. Entonces desde aquel tiempo en 2014 empezamos a generar reportes al interior de la CNH. Estos reportes también son publicados en la página web, toda la gente los puede observar. Y durante ese año estuvimos, tuvimos 3 o 4



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reuniones, mandamos a pedir a los responsables de Petróleos Mexicanos que nos platicaran acerca de las problemáticas que se estaban dando y en función de eso se generó un plan para 2015.

El incumplimiento de acuerdo con la regulación, se da hasta que finaliza el año, no durante cada mes, sino cuando termina el año es cuando definitivamente se da el incumplimiento. Y para 2015 teníamos ya el incumplimiento 2014 pero por el mes de febrero que fue cuando llegó la información de diciembre.

En 2015 hicimos el mismo trabajo y desafortunadamente ahí vinieron algunos eventos operativos, varias veces la plataforma Abkatun-alfa tuvo problemas de salir por cuestiones de explosiones y eso generó picos, picos de producción, más bien de quema y venteo de gas.

No hay que olvidar que Ku-Maloob-Zaap es el yacimiento más importante que tiene Petróleos Mexicanos, produce del orden de 850,000 barriles por día, lo cual genera una gran cantidad de valor. Cuando se dan este tipo de accidentes, lo que se busca es no interrumpir la producción y definitivamente tiene que quemarse el gas.

También otra de las problemáticas que se dieron durante ese tiempo fue la cantidad de nitrógeno, la cantidad de nitrógeno que se encuentra en el área de la zona marina y el nitrógeno que tuvo que también utilizarse para bombeo neumático, lo cual generó corrientes con alto contenido que tenían que quemarse porque si no iban a echar a perder otros volúmenes importantes de gas. Pero bueno, el seguimiento al plan de acción lo tenemos muy cerca. En febrero de 2017 ya tenemos el resultado de toda la inversión que se dio en el año 2016 y ustedes pueden ver ahí en la lámina que para marzo de 2017 el gasoducto ya está terminado. Y esto va a reducir en un porcentaje muy, muy importante la quema y el venteo.

Y así como está el gasoducto está la compresión de gas, la inyección de gas con alto contenido de nitrógeno que se van hasta enero del 19 y julio del 19. Pero el planteamiento es darle seguimiento a la construcción de todos sus compresores, a la contratación de las plataformas, de tal forma que aseguremos que si se llegue a cumplir el programa, el programa que ellos nos están planteando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto a todo este trabajo que ha significado el seguimiento de Ku-Maloob-Zaap, Yo quiero hacer un reconocimiento al área técnica que ha estado... y me refiero a la parte de extracción, al maestro Ulises Neri y a todo su grupo, a Julio que está aquí presente, pero también al área jurídica. Ha habido muchísimas reuniones para poder llegar el día de hoy con esta resolución. Y la verdad es que se han comprometido y tenemos que seguir muy comprometidos así como lo hemos hecho en el pasado, de estar dando seguimiento casi, casi de mes a mes. Igual aquí, porque se trata de una inversión muy importante, 2,445 millones de dólares es una gran cantidad de dinero y el compromiso de Petróleos Mexicanos está ahí planteado.

Y lo que nosotros tenemos que hacer es darles seguimiento para que realmente podamos coadyuvar en que esto se pueda lograr y tener los ahorros más bien el no seguir quemando el gas, quemarlo pero en otro lugar donde sea útil – en generación eléctrica como dijo el doctor Moreira – y ya no quemarlo directamente ahí en el mar, porque finalmente todo se quema, y creo que es importante por cuestiones ambientales, se piensa que pues no hay daño ambiental o si va a haber daño ambiental después de que se cumpla. Ese es el comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Martínez. Colegas Comisionado, ahorita yo quisiera... ah, perdón, antes Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muchas gracias Presidente. Este plan que presentó Petróleos Mexicanos ¿cuándo lo presentó?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- El 3 de mayo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 3 de mayo. O sea, ¿Ya pudiéramos saber cómo va la construcción de ese gasoducto, ya se contrató, ya se está tirando, ya tenemos algunas actividades?. Digo, es mi preocupación. Porque si es desde mayo pues ya debemos ir más o menos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

viendo si sí se va a terminar en marzo. Y además va con el tema de cuánto se ha ido ejerciendo dado que ya se ha ido gastando dinero este año.

Una recomendación para el seguimiento es: Estos tres rubros muy grandotes que tiene Petróleos Mexicanos tenerlos más detallados. Seguro viene a lo mejor en el plan que ustedes tienen, pero también hay que ver en qué pozos va a inyectar, hay que ver en qué plataformas, si están acondicionadas, si tienen los sistemas de seguridad, o sea, ver muchas cosas ahí.

Pero mi preocupación más grande es ver ese perfil con el cual están considerando esta capacidad de instalación porque bien sabemos que Ku-Maloob-Zaap es un gemelito, un hermano chiquito de Cantarell y Cantarell llegó a niveles de producción de gas sumamente altos, que con las medidas o los lineamientos (que fueron los primeros lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en 2009) se logró una reducción importante en la quema de gas de Cantarell, pero se hicieron muchas obras, mucho trabajo. Y aun así todo ese trabajo que hizo después con el tiempo se volvió a incrementar la quema de gas.

Entonces aquí mi preocupación es si ponen esta capacidad de manejo de gas, ¿cuánto va a durar? Porque es inminente que Ku-Maloob-Zaap se va a comportar como Cantarell. Vamos a tener pozos con alta relación gas-aceite y una, se pone todo ese gas que pudiera no manejarse y quemar o se empieza a cerrar producción de aceite, que también hay que evaluar y entiendo que los lineamientos de aprovechamiento de gas pues consideran una evaluación económica que si hace rentable el aprovechar el gas lo hacemos y si no pareciera que dejamos que queme.

Entonces una de esa es primero ver la capacidad que va a instalar para ese manejo, ver ese perfil de producción que se espera de gas a manejar y pudiera no manejarse, porque como ya lo dijo el abogado, si se reincide en no cumplir con la quema de gas puede haber hasta sanciones a las personas. Y a lo mejor ahorita están unas personas que son las que firman el plan y lo implementan y todo y en tres años ya hay otras. Entonces, ¿cómo se va a vigilar que realmente la sanción sea adecuada? Digo, a mí no me gustaría que fuera sanción porque sé que el comportamiento del yacimiento pues es impredecible. Si se puede pronosticar pero los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pronósticos que hacemos no son una bola de cristal, no es una bola mágica, que nos va a decir la verdad.

Entonces si hay que de alguna manera vigilar que capacidad se va a instalar para el manejo, ver el perfil de producción de aceite que se puede manejar, pero sobre todo estar sensibles a que el comportamiento del yacimiento puede ser muy similar a Cantarell y nos podemos quedar cortos con la infraestructura para el manejo de gas que va a generar una reincidencia y vamos a terminar queriendo sancionar algo que desde el punto de vista natural de un yacimiento se me hace injusto para digamos lo que están trabajando en el aprovechamiento del gas.

Entonces si hay que vigilar bien ese plan, hay que ver más datos de eso, igual ustedes los tienen, si los tienen sería muy bueno que los compartieran, pero si hay que ver que es de aquí al 2019. O sea, el 2017 y 2018 seguramente van a seguir con el incumplimiento de la meta de aprovechamiento. Y si lo llevamos a tres años que debe llegar a un cumplimiento del 98.5% del gas y con el comportamiento de pozos que se están acercando al casquete, etc., yo creo que va a ser muy complicado y debemos hablar muy bien con los técnicos que nos están proponiendo este plan porque pueden ser sometidos a una inminente sanción en unos tres años.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Tal vez valga la pena precisar que precisamente en la resolución estamos dando un plazo para que presente el plan a satisfacción de la Comisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es ese plazo abogado?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- 10 días hábiles. Y que la idea sería que la Unidad Técnica de Extracción lo revise para que sean plazos realmente justificados. Y lo más importante, también se está pidiendo que tenga un soporte de su viabilidad económica y financiera y técnica, de tal manera

que efectivamente sean obligaciones cumplibles y con el seguimiento puntual esperemos que se rectifique el cumplimiento de la obligación de aprovechamiento de gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Me surgió una pregunta respecto al comentario del Comisionado Franco. ¿Los próximos tres años estaríamos pensando que van a incumplir?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- En principio no. Hoy en día, independientemente de que estamos obligando a que presenten el plan de acción para corregir en términos de la verificación que hicimos su meta de aprovechamiento de gas, conforme a las disposiciones vigentes que entraron en vigor en este año, tienen un periodo de 3 años para hacer ese ajuste hasta llegar a ese 98% de aprovechamiento. Conforme a lo que estamos estipulando es que con este plan de acción se tendrá que cumplir ya con la regulación actual y hay este periodo de 3 años para hacer su ajuste.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Aprovechando los comentarios del Comisionado Franco en relación a Cantarell, bien lo dijo, en diciembre de 2009 la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los primeros lineamientos que plantean un aprovechamiento de gas y Cantarell se deja fuera del techo nacional porque la cantidad, el volumen que estaba quemando, era muy grande. Pero para 3 años después, creo que es importante comentarlo, 3 años después cumplieron con un programa que le habían planteado a la CNH en 2010. Y en 3 años, en el 2012, se hicieron acreedores hasta de un premio a nivel internacional por el Banco Mundial. ¿Por qué? Porque lograron en un tiempo record entrar dentro de lo que planteaba la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La primera regulación, creo que es importante hacer la división de dos regulaciones, la regulación de 2009 todavía traía componentes de seguridad industrial y buscaba también la mejora continua.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Fundamentalmente lo que se planteaba era una ecuación que privilegiaba los tres últimos años y siempre iba a la mejora continua, a reducir, a reducir la quema y venteo.

A partir de la creación de la entidad que regula la parte de seguridad industrial y protección al medio ambiente, que es la ASEA, tuvimos que generar una nueva regulación que evita todo lo que tiene que ver con seguridad industrial, pero también que incluye dentro de la regulación la posibilidad de identificar condiciones operativas como pudieran ser las referentes a comportamientos de yacimiento. Pero, también es una regulación estricta que lleva a que en 3 años máximo el gas que puede quemar el operador sea mucho muy pequeño, 1.5% máximo. Ese es la razón por la cual para el año 2017, 2018, 2019 no aplicamos la regulación anterior, sino que se da esta posibilidad y lo cumplen con este programa que para el año 2019 llegan a la meta de 98.5% de aprovechamiento. Ese es el planteamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Adelante Comisionado, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, un poquito para entender y me quede más claro. Entonces, ¿2017, 2018 no se va a medir el aprovechamiento de gas de activo Ku-Maloob-Zaap?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- En el aprovechamiento de gas cada año se tendrá que presentar una meta y la verificación del cumplimiento a la misma que de manera gradual se deberá buscar la meta de aprovechamiento al periodo de los tres años.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. Yo sé que cada año vemos esa meta, pero yo creo que por la importancia que tiene Ku-Maloob-Zaap si no lo queremos hacer mensual por lo menos trimestral tenemos que ver si está cumpliendo con las obras, con las inversiones, con la actividad y con esa reducción o más bien con ese aprovechamiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de gas. No dejarlo, esperarnos hasta un año. Insisto, se va a comportar similar a Cantarell, nos va a generar muchas sorpresas, va a ser inminente su hermanito chiquito, va a ser lo mismo. Necesitamos verificar que esas obras si sean adecuadas y que no nada más pues lleguemos a tres años y los que estemos aquí discutiendo, que reincidió y estemos viendo alguna sanción o algún otro método o acción que se tenga que hacer de acuerdo a la Ley.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El seguimiento es mensual.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. A ver, yo quisiera entonces hacer un esfuerzo por destacar los principales elementos de este punto tan importante. Es: Petróleos Mexicanos está quemando actualmente del orden de 550 millones de pies cúbicos diarios. Lo señalaba ya el doctor Moreira una cifra importante ¿Cómo la dimensionamos? 550 millones de pies cúbicos diarios es aproximadamente poco más de una tercera parte del gas natural que importa México.

Entonces estamos hablando de una cantidad importante de hidrocarburo que no está siendo aprovechado, que es lo que regula esta Comisión. Nosotros tenemos la responsabilidad de regular y supervisar que se aproveche el hidrocarburo. No solo el gas natural como tal, sino que se aprovecha el yacimiento. Entonces estamos observando este nivel de quema de gas de 550 millones de pies cúbicos diarios. Es un volumen importante, por arriba de lo que estableció la regulación para 2014 y 2015.

Como referencia apunto, es poco más, 32% aproximadamente del gas natural que importa México. En consecuencia, lo que está a su consideración colegas Comisionados es establecer una sanción a la empresa productiva del Estado que involucra principalmente además de una sanción conforme al tabulador que establece la Ley, involucra la obligación de llevar a cabo inversiones por los próximos tres años por un monto al menos de 2,446 millones de dólares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo señaló el abogado general Marco Antonio de la Peña. Yo les propongo que tenemos que asegurarnos como Órgano Regulador que estas inversiones se lleven a cabo, ese es el punto de fondo aquí, llevar a cabo las inversiones, obligar a que se lleven a cabo las inversiones para asegurarnos de que esa situación se remedia.

Lo señaló el abogado general Marco Antonio de la Peña. Yo les propongo que la resolución establezca que en 10 días Petróleos Mexicanos tiene que presentar a este Órgano de Gobierno el plan correspondiente de obras para subsanar esta situación. Segundo, que ese plan cuente con el respaldo del consejo de administración de PEMEX para asegurarnos de que cuente con los recursos presupuestarios. Sabemos que PEMEX está en una situación presupuestaria apretada, pero es una situación prioritaria.

Entonces, nos tenemos que asegurar que este plan se va a llevar a cabo y se va a llevar a cabo las inversiones.

Entonces, en ese sentido se me ocurre que esto tenga que tener el respaldo del consejo de administración, de que se cuentan con los recursos presupuestarios para el plan que nos presenten en 10 días hábiles. No sé si esta apretado para que lleven a cabo todo el proceso a través del consejo de administración. Abogado general.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Digo, en principio habría que revisar si parte de este presupuesto inclusive ya fue aprobado por el consejo de administración de la empresa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si es así que se informe.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Exactamente. Que nos lo tendrán que expresar en el propio plan que se presenta a consideración. De no ser así, sí se tendría que ir a la...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De alguna forma yo creo que tenemos que pedir que se presente este plan en estos 10 días hábiles presumo, que así lo mencionó usted abogado, pero que debe de venir con el respaldo de que se cuentan con los recursos financieros, las autorizaciones correspondiente, que le dé certeza que se va a cumplir.

Tercer elemento, el que señaló el Comisionado Franco. Les pido, si ustedes lo ven bien, que sea un compromiso de este Órgano de Gobierno que se esté dando seguimiento y supervisión de la ejecución de este plan al menos de manera trimestral o antes si detectamos algo relevante. ¿Les parece bien?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo decía el Comisionado Néstor que de manera mensual va a ser.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Es manera mensual?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No. Lo que yo decía es que como Comisión hacemos un seguimiento mensual. Pero me parece bien que cada tres meses... nosotros siempre vamos a mandar los correos electrónicos para que todos estén enterados. Pero creo que si es importante que cada 3 meses tengamos una reunión de Órgano de Gobierno para verificar cómo va el avance del programa de trabajo propuesto por Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien. Entonces, si les parece al menos trimestralmente lo estaremos reportando a este Órgano de Gobierno. ¿Les parece bien? Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que tomando lo que se acaba de mencionar por un lado hay un plan que se nos va a presentar en 10 días. Pero yo quisiera solicitar que en ese plan no solamente estén las actividades que van a hacer sino el impacto que van a tener en la quema y venteo. Porque hay muchas cosas que no tienen que ver necesariamente con esto, tiene que ver con evitar accidentes,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perfeccionar el funcionamiento, etc., etc., que no necesariamente requieren inversiones tan grandes. Entonces quizá vendría la pena decir, "vamos a hacer esto para tal fecha y va a bajar el venteo a esta cantidad." Porque si nos esperamos al 2019 se me hace un poquito...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Entonces con ese plan, acompañado de las metas parciales. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Digamos, el tema del consejo de administración y el tema de las metas parciales que acaba de referir el doctor Moreira, claramente involucran a la empresa productiva, a PEMEX Exploración y Producción. No así el tema de los informes trimestrales. Simplemente es una cuestión formal, creo que los informes no deberían ir en la resolución, es un tema interno que compete a la Comisión, pero las dos primeras yo creo que sería conveniente incluirlas en la resolución.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Si no tienen inconveniente, la parte del seguimiento trimestral que venga en el acuerdo no en la resolución.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- En el acuerdo de este Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pero va a haber oportunidad? En 10 días nos presentan su plan de implementación para aprovechamiento de gas. Pero como Comisión, ¿vamos a dar un visto bueno, vamos a estar de acuerdos, vamos a revisar?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, si, requiere el visto bueno, eso lo tenemos que establecer en la resolución.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- En el momento, tiene que ser a satisfacción de la Comisión. Entonces ellos lo presentan y tiene que darse un visto bueno por parte de la Comisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y lo estaremos presentando esa versión que finalmente aprobemos en su caso aquí en el Órgano de Gobierno. ¿Les parece bien?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Efectivamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? Pues muy bien. ¿Algún otro comentario? No. Secretaría Ejecutiva, por favor le damos lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, segunda, tercera, quinta, décima primera, vigésimo cuarta y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracciones sexta, inciso d, décimo primera, décimo segunda y décimo tercera del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno aprueba la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve el procedimiento de evaluación de cumplimiento de las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap. Asimismo, se acuerda solicitar y presentar al Órgano de Gobierno un seguimiento trimestral de las actividades realizadas por PEMEX en cumplimiento de esta resolución.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Supongo que ya en el cuerpo de la resolución misma estarán los detalles ya vertidos. El monto de la inversión mínima, el consejo de administración, la obligación de tener presupuesto, etc. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y las metas parciales.

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y las metas parciales.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA DE LA COMISIÓN, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Dentro del calendario están las metas y hay un apartado en el que deben presentar soporte técnico, financiero y operativo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Bien. Pues con los detalles ya antes mencionados y con base en la lectura que dio la Secretaria Ejecutiva, colegas Comisionados les pregunto y les pido que si están a favor de este acuerdo 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.64.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve el procedimiento de evaluación del cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de Hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap.

ACUERDO CNH.E.64.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, III, V, XI, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracciones VI, inciso d., XI, XII y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve el procedimiento de evaluación del cumplimiento de las

Disposiciones Técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de Hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap.

Asimismo, acordó que se dé un seguimiento trimestral de las actividades realizadas por Pemex Exploración y Producción en cumplimiento de la Resolución que se aprueba y que de este seguimiento se informe al Órgano de Gobierno.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0042-M-Agua Dulce-01.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0055-M-Mezcalapa-05.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0058-M-Mezcalapa-08.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0063-M-Grijalva-01.

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0059-M-Mezcalapa-09.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de estos cinco puntos del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva sugirió que se realizara una sola presentación debido a que se trataba de cinco planes de exploración similares, cuya única diferencia es la Asignación a la que corresponden. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

A continuación, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al Doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración de la Comisión.

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 Director General.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionados, Comisionada. Buenas tardes. Bueno, recibimos la solicitud de aprobación de los planes de exploración modificados asociados a las asignaciones AE-0042-M-Agua Dulce-01, AE-0055-M-Mezcalapa-05, AE-0058-M-Mezcalapa-08, AE-0059-M-Mezcalapa-09, AE-0063-M-Grijalva-01. Estas modificaciones son a consecuencia de la reducción de áreas en general de las cinco asignaciones. Principalmente las reducciones fueron debido – primero – a áreas restringidas ambientalmente. Pasamos la página.

Si vemos ahí las cinco áreas y también en zonas de poblado muy densas. Entonces vamos a ver la parte técnica que nosotros analizamos, técnica-económica, y voy a darle la palabra al doctor Felipe Ortuño con permiso de ustedes Comisionado Presidente, el Director General de Dictámenes de Exploración. Adelante doctor por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Muchas gracias Comisionado Presidente, gracias Comisionados. En la siguiente diapositiva vamos a presentar primero los antecedentes en el sentido de la secuencia de los eventos principales que se dieron para llegar a este Órgano de Gobierno a presentar el dictamen en sentido favorable para las cinco asignaciones, los cinco planes de exploración modificados.

En una primera instancia recordemos que en la Ronda Cero se otorgaron los títulos de asignación ya mencionados anteriormente, estos cinco títulos de asignación por parte de la Secretaría de Energía, en seguida, después se hicieron algunos ajustes necesarios en función de la geometría que se tenía en esos polígonos que fueron asignados.

PEMEX solicitó a la SENER la reducción de las 5 áreas de asignación por tres diferentes motivos que ya fueron mencionados, ya sea por restricciones ambientales, por la presencia de núcleos con alta densidad poblacional o núcleos con población sensible y también por el manejo de columnas geológicas completas para los bloques de la licitaciones dos y la licitaciones 3 de la Ronda Uno.

En un tercer evento, la Comisión Nacional de Hidrocarburos da la opinión favorable a las modificaciones de estas asignaciones. Posteriormente después se pasa a una siguiente etapa en la cual SENER le otorga a PEMEX los títulos de asignación ya modificados, ya con una geometría diferente, de tal manera que estos son los identificadores de esos títulos de asignación que son fácilmente identificables justamente por la M que tienen en el identificador que antes se mencionó.

Posteriormente y justamente como las modificaciones ya estaban dentro del anexo 1 de los títulos de asignación, PEMEX pide a la Comisión la aprobación de los planes de exploración modificados a consecuencia de un cambio de estrategia en los estudios exploratorios que se habían propuesto inicialmente en la Ronda Cero. Hay una etapa en la cual justamente los equipos técnicos de la Comisión evalúan la información presentada por PEMEX y elaboran los dictámenes de los planes de exploración modificados, que son los que vamos a recorrer de manera muy rápida en esta sesión. En la siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY

Estamos viendo rápidamente el proceso de revisión de información y el proceso de valuación y resolución. Cabe recordar que una vez que entra la solicitud de opinión técnica del plan de exploración modificado de cada una de estas asignaciones, se hace una verificación de suficiencia de información en la cual intervienen 5 entidades, 3 internas y 2 externas: La Dirección General de Dictámenes de Exploración con la información técnica exploratoria, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, digamos, evaluando/calificando los parámetros económicos proporcionados en los planes de exploración modificados, la Dirección General de Contratos con la vista jurídica y como entidades externas la ASEA para la validación del programa de administración de riesgos y la Secretaría de Economía para la validación del contenido nacional. Una vez que se valida toda esta información, pues evidentemente se pasa a la evaluación del plan de exploración modificado y a la elaboración de la propuesta para pasar a la propuesta de Órgano de Gobierno. Vamos en un... esto descrito sin perturbaciones como se están presentando aquí en las flechas. La siguiente.

Vamos a ver el origen de estos planes de exploración modificados que recaen sobre todo en las geometrías que resultaron de la modificación de esas asignaciones. Por ejemplo tenemos la asignación Agua Dulce-01, el contorno original otorgado en Ronda Cero corresponde a la línea negra y finalmente las restricciones ambientales y los núcleos de alta densidad poblacional hacen suprimir esta área que se ve aquí, este polígono. De tal manera que pasa de 976 km cuadrados a 869 km cuadrados, una reducción del 11%.

Ahora bien, en Mezcalapa-05, las razones por las cuales se presenta el plan de exploración ya con las modificaciones adecuadas a esta geometría son áreas contractuales cedidas para los campos Tajón y Paraíso de la Licitación tres de la Ronda Uno, restricciones también ambientales como vemos aquí y núcleos de alta densidad poblacional.

En la siguiente vemos también las tres siguientes asignaciones con su morfología original, el polígono regular y después el polígono irregular. En este caso obedece para Mezcalapa-08 a áreas contractuales para los campos Topen y Mundo Nuevo, Secadero y Malva en la Licitación Tres de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Ronda Uno, también restricciones ambientales en esta parte sur y la presencia de núcleos de alta densidad poblacional.

Ahora bien, para Mezcalapa-09 y Grijalva-01, las motivaciones para solicitar primero una configuración distinta del polígono y luego la aprobación de esos planes de exploración modificados son sobre todo las restricciones ambientales y los núcleos de alta densidad poblacional. Y si nos vamos a hacer un resumen de estos cinco planes de exploración modificados, ¿qué es lo que resalta?

En este caso, aquí tenemos en una matriz pues las asignaciones correspondientes y los estudios exploratorios. Comparando lo que se había propuesto en Ronda Cero y lo que está propuesto en este plan que se propone sea aceptado en esta sesión.

Resulta sobre todo por ejemplo en el aterrizaje de los planes de exploración la perforación de pozos. En Agua Dulce-01 hay una perforación de pozo que se mantiene, hay 3 pozos que se mantienen en la asignación Mezcalapa-05, existe un pozo en Mezcalapa-08, un pozo en Mezcalapa-09. Es decir, en esta parte Mezcalapa-09 se reduce un pozo y si recordamos la geometría es la asignación que prácticamente se parte en dos. Y lo que resalta también, bueno, pues es el procesamiento sísmico en donde se mantiene digamos de una manera sustantiva es sobre todo en Agua Dulce con adquisición solamente 115 km cuadrados y procesamiento 11 km cuadrados. Después hasta Mezcalapa-08, 100 km cuadrados de procesamiento sísmico y 213 en Mezcalapa-09.

Y para finalizar esta parte técnica tenemos también un cuadro resumen en el cual tenemos los alcances de estas modificaciones que se proponen a los planes originales. Igualmente tenemos en una matriz. Aquí las asignaciones, los títulos de asignación modificados y las tareas exploratorias, las actividades exploratorias. En principio pues realmente cuatro asignaciones se mantienen el mismo tipo de estudios, es decir, los estudios que cubren toda la cadena de valor del proceso exploratorio desde los estudios de cuencas de sistemas petroleros, plays, prospectos, perforación de prospectos, caracterización y delimitación inicial para Agua Dulce-01, Mezcalapa-05, 08 y 09.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esa parte, el caso de Grijalva-01, realmente la asignación ahí si recordamos la morfología es una superficie totalmente no comparable con las otras, de tal manera que solamente los estudios que se van a hacer aquí es para reafirmar y para precisar las oportunidades exploratorias que ya se tienen identificadas denominadas Sulimat-1 y Taratana-1.

Aquí vemos también como habíamos visto en la sísmica, en Agua Dulce-01 hay mayor actividad, si vemos justamente esta columna y si nos vamos a los pozos también en Agua Dulce-01 se perfora el prospecto Azti-1, en Mezcalapa-05 se perforan tres pozos: Chocol-1 que ya está en perforación este año, Huaycura-1001 que está en proceso de autorización y el Sejel-1.

En Mezcalapa-08 está Bankil-1 que está reprogramado en 2016. Este estaba primeramente programado en 2017, se está adelantando, y actualmente está autorizado.

Y finalmente en Mezcalapa-09 se va a perforar el pozo Kenora-1 que aparentemente recibimos ya la solicitud de autorización en estos días. De tal manera que consideramos que con estas modificaciones justamente se justifican técnicamente porque en todas las asignaciones hay incorporación de reservas, en cuatro asignaciones hay incorporación de reservas si los pozos resultan exitosos.

Es decir, 23 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en Agua Dulce, 68 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en Mezcalapa-05, 11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en Mezcalapa-08, 17 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en Mezcalapa-09 y en el caso de Grijalva-01 que es un área más pequeña que tiene digamos restricciones ambientales más acentuadas y que está en un proceso de exploración en etapa anterior a los cuatro casos anteriores, se estima incorporar, PEMEX estima incorporar 112 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos prospectivos con la reevaluación y con el estudio de las dos localizaciones que se mencionaron anteriormente. Y es cuanto por la parte técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Una pregunta nada más. En todos los casos estamos hablando de asignaciones que se le redujo espacio, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- En todos los casos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y por lo que estaba viendo, es solo un pozo en comparación con lo que se tenía programado, sería solo un pozo el que se disminuye.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Solo un pozo el que se disminuye

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Del total de las asignaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, pues aprovecho para comentar de la asignación Mezcalapa-09 que es la que reduce el pozo. Pero primero creo que es importante comentar que la reducción de áreas se dio en noviembre de 2015 y hoy lo que estamos viendo es solamente la modificación de los planes.

Específicamente el Mezcalapa-09 que estamos viendo en pantalla, los pozos exploratorios que estaban propuestos quedaron fuera, quedaron fuera por cuestiones ambientales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Dos pozos que se tenían propuestos, uno quedo dentro de la parte sur y otro si quedaba justamente en esta parte.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Uno fuera y ya quedó uno adentro. Es por eso que hay una reducción ahí en esa parte. No va a ser posible perforarlo, esa es un área que ya no le pertenece a Petróleos Mexicanos, ya se redujo el área. Es la razón por la cual, es la única en la que hay una reducción, de dos a uno. Todas las demás se mantienen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muchas gracias. Doctor Monroy, ¿algo más en relación con estos proyectos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, nada más. En la parte técnica es lo que nosotros estamos observando. Falta la parte económica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Directora.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Pasaríamos a revisar la opinión económica. Respecto a estos 5 planes, la opinión económica se compone de dos análisis. Vamos primero a revisar respecto al programa de inversiones si existe congruencia entre los costos presentados con las actividades programadas en el plan y luego ver que estos costos se encuentren dentro de rango de referencia de mercado. Y el segundo análisis es respecto a la rentabilidad estimada de estos proyectos, en donde presentamos las premisas económicas del asignatario y luego presentamos los indicadores económicos antes y después de impuestos. Para entrar al detalle de estos dos análisis, el maestro Jesús Salvador nos va a apoyar con la explicación.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Muchas gracias Directora, con su permiso Comisionados, Comisionada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien. Lo primero que quisiéramos destacar es el nivel en donde nos encontramos para el análisis del programa de inversiones de estas cinco modificaciones. Cuando tenemos nosotros un programa total, este se divide de acuerdo a la actividad petrolera, en este caso nos encontramos en exploración, y cada una de ellas tiene diversas sub actividades. En ese nivel es el que nosotros centramos nuestro análisis a pesar de que también tenemos reportadas las actividades y los montos a erogarse a nivel tarea.

Las actividades, las sub actividades perdón, de la actividad petrolera exploración son: General, geofísica, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías y seguridad, salud y medio ambiente. Aquí lo que estamos viendo es un resumen de cada uno de los programas de inversión de estas cinco modificaciones. Para la asignación Agua Dulce-01 estamos viendo que se programa un poco más de 35 millones y medio de dólares. Para la asignación de Mezcalapa-05 son un poco más de 99 millones y medio de dólares, para la asignación Mezcalapa-08 son casi 8 millones de dólares, para la asignación Mezcalapa-09 son alrededor de 23 millones y medio de dólares y para la asignación Grijalva-01 son 2 millones de dólares.

Luego de hacer un análisis contra rangos de referencia que la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica estableció de acuerdo a estándares internacionales digamos consultados por esta misma Dirección, llegamos a los siguientes rangos de referencia y descubrimos que todas las modificaciones se encuentran dentro del rango que se estableció.

Como podemos observar en la gráfica que se está mostrando, para el caso de Mezcalapa-05 el rango de referencia va de los 85 millones a los 114 millones de dólares, por los que los 99 millones de dólares están dentro del rango. Para el caso de Agua Dulce-01, el rango va de 28 a 38 millones, por lo que los 35 millones de dólares también se encuentran dentro del rango. En el caso de Mezcalapa-09 pasa lo mismo, el rango va de 18 a 25 millones y lo presentado por PEMEX es de 23 millones. En el caso de Mezcalapa-08 lo mismo, son montos menores, de 6 millones a 9 millones en el rango de referencia, por lo que los 8 millones también entran dentro de éste.

Y por último Grijalva-01 tiene de 1 millón 750 mil a 2 millones 330 mil como rango de referencia y encontramos que los dos millones igualmente están dentro del rango. Por lo que todo el análisis de congruencia y de comparativo con rangos de referencia, todas las asignaciones están digamos cumpliendo con estos criterios de evaluación.

Por lo que cuenta a las premisas económicas de análisis a la evaluación que el operador presentó, lo primero que vemos es el periodo considerado. Es el periodo de la asignación, que va de 2015 a 2039, una tasa de descuento del 10%, tipo de cambio de pesos a dólares norteamericanos de 18.5 dólares por peso. Perdón, pesos por dólar.

El precio de aceite ligero alrededor de los 60 dólares, el precio de aceite súper ligero alrededor de los 62 millones, de los 62 dólares por barril perdón. El precio del gas húmedo serían 4.62 dólares por mil pies cúbicos, por millón de pies cúbicos. El precio de los condensados es de 46 dólares por barril. Estos precios son promedios, aunque el operador presentó perfiles de precios a lo largo de la vida de los proyectos.

Y lo que también se le solicitó fue escenarios probabilísticos sobre la producción potencial que podrían tener estos campos, son lo que vemos en estas gráficas. Como vemos, Agua Dulce-01 podría ir de una media de 18 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a 59. En el caso de Mezcalapa-05 irían de 62 a 175. En el caso de Mezcalapa-08 de 10 a 33 y en el caso de Mezcalapa-09 de 16 a 54. Aquí se destaca que Grijalva no presenta estos escenarios puesto que todavía los estudios son para establecer las oportunidades exploratorias, mismas que serán seguramente puestas a consideración de otro plan posterior a este por si se decide hacer una perforación que pueda incorporar reservas.

Los indicadores económicos principales que se le solicitaron al operador fueron el valor presente neto antes y después de impuestos y aquí lo presentamos en millones de dólares de Estados Unidos igual para estos escenarios que presentó antes con los volúmenes de producción que ya mencioné. En todos los casos, como podemos ver, son proyectos rentables. Obviamente antes de impuestos los son más que después de impuestos, que son los que vemos en color rojo. Entonces, incluso en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mezcalapa-08 que es apenas y 28 millones de dólares de valor presente neto si se observa una rentabilidad positiva.

Y los resultados entonces de este análisis en las dos vertientes que ya mencionamos sería que los programas de inversión presentados fueron elaborados con base en lo establecido en la normatividad aplicable y se encuentran dentro o por debajo del rango respecto a precios de mercado y que las evaluaciones económicas realizadas muestran proyectos rentables. Este sería el análisis que ponemos a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros los datos del costo de perforación, Agua Dulce es 22 millones por pozo, Mezcalapa-05 es 29 millones por pozo, Mezcalapa-09 18 millones por pozo y Mezcalapa-08 tres millones. ¿Por qué?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Así es Comisionado. En el caso de los otros pozos, los que se ven más costosos, PEMEX presentó justificaciones de complejidad técnica. Primero que nada una problemática social y restricciones ambientales en la localización, entonces se han tenido que reubicar las coordenadas de superficie fuera de su trayectoria vertical en varios casos, generando diseños direccionales que incrementan tiempo y riesgo, consecuentemente el costo de los pozos. Y dentro de cada uno de los pozos, PEMEX presentó una especificación de las complejidades técnicas, por lo que el pozo Bankil que es el que vemos que cuesta 3 millones y medio de dólares y que está en la asignación Mezcalapa-08 es digamos más económico que el resto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Y si me permite nada más una precisión. También la diferencia de precios obedece a los alcances en la perforación de los pozos. Generalmente todos estos pozos, a excepción de uno y justamente en Mezcalapa-08 (el que tiene un costo menor), tienen una profundidad menor. Va hasta el Plioceno. Mientras que todos los demás tienen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

objetivos Jurásico y Cretácico. De tal manera que tiene que ver mucho también la profundidad de perforación de cada uno de estos pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- También si me permite una aclaración. En Mezcalapa-05 son tres pozos el acumulado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, lo dividí entre tres.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ah, perfecto. Nada más para aclarar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que sería bueno que lo refirieran en metros, para que quedara claro, que lo tradujeran esas profundidades geológicas a metros, no sé si tengan ahí esas profundidades, para que las comenten por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Generalmente las profundidades que están programadas en cada uno de los pozos que va a Jurásico y Cretácico están entre 6,000 y 7,000 metros de profundidad, mientras que el pozo que está en Mezcalapa-08 alcanza 2,800 metros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay una parte que también se refiere. En el caso de Agua Dulce van a perforar sal, o sea, un espesor bastante potente de sal. Y en los otros pozos que también son de alto costo referente a los otros son pozos de alta presión y alta temperatura en estos casos que deben de tener ciertos equipos especializados y plataformas especiales para la parte de las altas presiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- También está la complejidad de pozos direccionales, domos salinos, alta presión, alta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

temperatura. ¿Cuánto dura la perforación de cada pozo? ¿Cuánto tiempo se lleva?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es variado. Algunos se pueden llevar unas semanas, los que van al Plioceno, pero atravesar la sal por ejemplo si se lleva más tiempo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿A 6,000 metros 7,000 metros cuanto tiempo se llevan?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Se llevan entre 4 y 6 meses. En el caso de Mezcalapa-09 por ejemplo se toman tres meses y medio en perforación y un mes más para terminación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Oigan y de esos ya nos pidieron permisos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Para varios ya.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Creo que hay uno. Bueno, mi pregunta es por esa complejidad, por ese tiempo, por todos los problemas que se pudieran dar, recuerden que estas asignaciones según entiendo se vencerían en agosto de 2017. Y en mayo de 2017 deberían de estar solicitando la ampliación del periodo de exploración, demostrando que hicieron el trabajo mínimo. Entonces se está acabando el tiempo para perforar estos pozos y ya sabemos lo que implica el no cumplir con el trabajo mínimo.

Entonces se va a probar, pero si los tiempos y perforan un pozo en tres meses y luego ahí son tres pozos ya son nueve meses pues estamos en noviembre. De aquí a mayo no van a terminar el trabajo mínimo. Entonces para tener digamos de alguna manera esa nota, esa precisión – no sé si en la resolución – de decirle a Petróleos Mexicanos que considere que el tiempo de vigencia de la asignación se está terminando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí. Realmente la modificación de cada uno de estos planes está acotada al tiempo del primer periodo de exploración que está registrado en los títulos de asignación correspondientes.

Ahora bien, a principio de este año también recibimos un reporte general numérico cuantitativo de PEMEX en estudios, en kilómetros de procesamiento sísmico, en fin, en donde ya denotan justamente un avance de algún porcentaje. No lo sabemos con precisión porque no tenemos todavía el panorama completo. Toda vez que faltaría considerar también estos 11 meses de 2016, ¿sí? De tal manera que el planteamiento que se está haciendo aquí, las modificaciones que se están haciendo, técnicamente serían viables en el tiempo y también vamos técnicamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Tres pozos de cuatro meses. ¿Cuántos equipos van a usar? Si van a usar un solo equipo se llevan un año a partir de que les aprobemos la perforación del pozo, ellos tengan su equipo, se muevan y empiecen a perforar. Y en algunos ni si quiera hemos recibido la solicitud de perforación que debe ser 45 días antes.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- En el caso de la asignación Mezcalapa-05, que es la que menciona con tres pozos Comisionado, el pozo Chocol fue aprobado el 9 de febrero de este año. El pozo Sejel todavía no se somete a aprobación, pero el pozo Huaycura también ya fue sometido para su autorización. En el caso de las asignaciones Mezcalapa-08 y Mezcalapa-09 también... en Mezcalapa-08 ya fue aprobada la perforación del pozo y en Mezcalapa-09 también ya está solicitada su autorización.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien. Nada más es poner la nota de que se les está acabando el tiempo. Tenemos aprobación de más de 70 pozos, se ha perforado menos de la mitad de esos pozos que hemos aprobado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más hacer una aclaración. El pozo Chocó ya está prácticamente terminado, bueno, perforado, tiene la etapa de terminación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La que dura un mes?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, Chocó fue más a niveles más bajos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, mi recomendación es avisarle a Petróleos Mexicanos que el tiempo de la asignación y de la solicitud del periodo adicional de exploración es en mayo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok. Lo anotamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún comentario colegas? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok, perdón. ¿En qué fecha recibimos la presentación del plan para su examen?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Si nos vamos a la tabla, aquí faltaría hacer una precisión. Aquí está justamente... el grupo de estas cuatro asignaciones, la solicitud de aprobación del plan fue recibido en febrero de 2016 y Mezcalapa-09 llegó a parte en marzo de 2016. De este periodo a este periodo, hubieron hasta cinco versiones diferentes, cinco actualizaciones, a los planes que habían presentado. Recordemos, digamos la re-planeación, que tuvo lugar en PEMEX a finales del año pasado y a principios de este. Hubo cierta reorganización y entonces lanzaban un plan que tenían que modificar un mes después. Por eso este periodo justamente cuando se recibía información actualizada para revisarla el cronometro se paraba. Entonces, pasaban dos meses y si se recibía información actualizada nuevamente también el cronometro se paraba. De tal manera que por eso vemos aquí este espacio de tiempo en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proceso de evaluación y dictamen de los planes de exploración modificados que presentó PEMEX.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Ahí, si me permite doctor, me gustaría también agregar que hubo una reevaluación de los costos por parte del asignatario. Estaban usando costos que ya estaban fuera de rangos de mercado. Estuvieron revisando la parte de costos, actualizando sus bases de datos y también fue una parte del proceso que nos llevó a que se extendiera un poco más el análisis. Pero fue siempre trabajo en conjunto del equipo técnico con el nuestro, con el equipo económico.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- La última actualización justamente fue recibida la semana pasada, actualización de la información.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Esta pregunta me lleva a determinar que creo que tenemos una laguna en nuestra normatividad, en razón de que establecemos los plazos para efecto de la presentación de los planes de exploración para los contratistas e inclusive en el propio contrato viene establecido. Pero cuando se aprueba la modificación de una asignación no estamos estableciendo plazos y entonces en la práctica lo que nos está sucediendo es que en este caso por ejemplo que hicimos la modificación o perdón, que la Secretaría de Energía hizo la modificación con nuestra opinión positiva, se realizó prácticamente hace un año. Poco más de un año, 10 días más de un año.

Entonces, durante todo este año Petróleos Mexicanos está trabajando sobre un plan que está vigente pero que ya no corresponde a las características de la asignación, lo que nos ha estado trayendo como consecuencia que algunas solicitudes que nos hacen al parecer no coinciden con el plan aprobado. Entonces yo creo que debe ser algo – primero – que debemos recomendar a la Secretaría de Energía para efecto que cuando autoriza la modificación de una asignación establezca plazos para que nos presenten el plan de exploración en periodos semejantes a los que establece nuestra normatividad y los contratos de exploración y extracción por una parte. Y por otra parte analizar la

conveniencia de adecuar nuestros lineamientos para prever esta situación, porque se nos puede presentar incumplimientos por parte de PEMEX que obedecen obviamente a que su área les fue reducida.

Entonces podrían estar en incumplimiento pero en un incumplimiento pues con una razón que se debe a la modificación de su título de asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionados, ¿algún otro comentario? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Rápido. Solo para reiterar que las cinco asignaciones son terrestres y son de recursos convenciones. Si bien alguna de ellas tiene por ahí una parte costa afuera, son terrestres y de recursos convencionales.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Así es. Y distribuido en los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Alguna otra observación o comentario? Bien. Secretaria Ejecutiva."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.64.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0042-M-Agua Dulce-01.

ACUERDO CNH.E.64.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0042-M-Agua Dulce-01.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0055-M-Mezcalapa-05.

ACUERDO CNH.E.64.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0055-M-Mezcalapa-05.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0058-M-Mezcalapa-08.

ACUERDO CNH.E.64.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0058-M-Mezcalapa-08.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.005/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0063-M-Grijalva-01.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.64.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0063-M-Grijalva-01.

RESOLUCIÓN CNH.E.64.006/16


Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0059-M-Mezcalapa-09.

ACUERDO CNH.E.64.006/16


Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0059-M-Mezcalapa-09.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 20:18 horas del día 15 de noviembre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

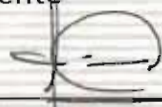
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



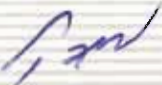
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente




Alma America Porres Luna
Comisionada




Néstor Martínez Romero
Comisionado




Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



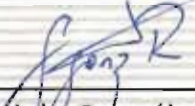
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva