



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:39 horas del día 11 de enero del año 2017, 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 Primera Sesión Extraordinaria de 2017 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 220.0005/2017, de fecha 10 de enero de 2017, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que se emite opinión técnica sobre la procedencia de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0035-M-Campo Bacab, A-0183-M-Campo Ku, A-0196-M-Campo Lum, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- II.2 Resolución por la que se emite opinión técnica sobre la modificación del Anexo 1 de las Asignaciones AE-0388-M-Miquetla, A-0217-M-Campo Miquetla, AR-0449 Campo Presidente Alemán y AR-0451 Campo Remolino.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que se emite opinión técnica sobre la procedencia de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0035-M-Campo Bacab, A-0183-M-Campo Ku, A-0196-M-Campo Lum, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, 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 HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con su venia Presidente. Quisiera presentarles a ustedes el trámite de la solicitud de la migración de las asignaciones que se mencionan anteriormente. Y quisiera comenzar pues un poquito reflexionando la importancia estratégica de esta decisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Estas cinco asignaciones contienen tres que son de las asignaciones más productivas de este país. Si sumamos las cinco asignaciones van a ver que se producen 856 mil barriles de petróleo diario que representa el 40% de la producción nacional y 568 mil pies cúbicos diarios que representan alrededor del 10% de la producción nacional. En total el 30% de los hidrocarburos vienen de estas cinco asignaciones. Entonces como ven ustedes pues es de vital importancia las decisiones que se tomen para estas cinco asignaciones.

Para analizar la conveniencia de la migración se siguió un análisis muy profundo de la solicitud que se evaluó considerando el cumplimiento del marco normativo vigente. La fracción segunda del artículo 29 del reglamento de la Ley de Hidrocarburos dice que esta migración es posible si hay una producción incremental de hidrocarburos, si hay incorporación de reservas adicionales y si los gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original.

Derivado de lo anterior, esta Comisión ejerce las funciones que le otorga el marco normativo asegurando maximizar los ingresos de la nación y la productividad de los campos petroleros, garantizar que los estándares técnicos y operativos maximicen el factor de recuperación de hidrocarburos así como el aprovechamiento del gas natural y que se promueva el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio de este país.

Con este marco normativo, se solicitó a la Unidad de Extracción revisar esta solicitud tomando en cuenta la consistencia interna de la información presentada, la congruencia de dicha información con la información histórica que ha sido reportada, la pertinencia de los modelos de simulación que generan los pronósticos de producción y las implicaciones transversales con otros procedimientos que podrían resultar impactadas por la aprobación de la migración por la aprobación de la migración, como la quema y venteo y aprovechamiento de gas natural. Para cumplir la normatividad vigente se hizo un análisis muy profundo de la conveniencia de la migración donde me voy a permitir solicitarle al maestro Ulises Neri Flores que presente los resultados del análisis técnico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.-
Si, muchas gracias. Con su permiso Comisionado Presidente,
Comisionados.

En relación a lo que comenta el Comisionado Moreira respecto a la conveniencia de la migración y respecto a los preceptos que se evaluaron conforme al artículo 29 del reglamento de la Ley de Hidrocarburos, esa producción incremental e incorporación de reservas y los gastos, costos, inversiones, necesarios para ese desarrollo eficiente, en ese sentido y previo a este análisis técnico que se hizo por parte de la Unidad Técnica de Extracción el 13 de septiembre mediante un oficio que se menciona ahí en la pantalla el área de la SENER solicitó la migración de las asignaciones que se mencionan ahí de la asignación Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap a un contrato de exploración y extracción. Asimismo, mediante el oficio que se menciona ahí y la fecha de 5 de octubre, la SENER requirió a PEP información y documentación técnica principalmente en el tema operativo, geológico, financiero, que dé soporte a la solicitud de migración y misma que serviría a esta Unidad para hacer un análisis detallado y conciso respecto a la información que sustenta ese desarrollo eficiente con base en la mejor explotación de estos campos.

El 3 de noviembre de 2016 mediante el oficio que se menciona ahí mismo, PEP, presentó la información anteriormente requerida en los aspectos técnicos y operativos en complemento a su solicitud de migración y finalmente el 8 de diciembre mediante el oficio mencionado la SENER emite la información a esta Comisión de tal manera que nos permitiera tener la completud de la información para poder hacer el análisis respectivo.

Con este antecedente y tomando en consideración los preceptos del artículo 29, la Unidad Técnica de Extracción y específicamente la Dirección General de Dictámenes de Extracción lleva a cabo un análisis técnico detallado considerando la información geológica, geofísica y de ingeniería que dé el soporte para poder llevar a cabo este análisis y estos preceptos del artículo 29. Solamente como antecedente y complementando que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estas asignaciones son las que aportan la mayor producción del país como lo mencionó el doctor Moreira, es de todos sabido que estas asignaciones se encuentran dentro de la zona de Campeche. Son asignaciones de aguas someras, cuya producción principalmente son de crudos pesados y esta producción (parte de ella) pues va al Sistema Nacional de Refinación, parte de ella también va al proceso de exportación.

Como se menciona en la lámina, se encuentran estas asignaciones aproximadamente ubicadas a 130 km de la Ciudad del Carmen, Campeche y dentro de las aguas territoriales del Golfo de México. Esto como antecedente y la siguiente lámina por favor pues nos da la pauta para específicamente hacer el análisis detallado de los preceptos del artículo 29.

El primero de ellos se refiere a la producción base incremental de hidrocarburos, desglosada en petróleo, gas natural y petróleo crudo. Perdón, gas natural no asociado y condensados. Asimismo en este análisis que vamos a ver ahorita con más detalle, vamos a ver también el tema de incorporación de reservas adicionales que tengan estas asignaciones y también los gastos, costos, inversiones necesarias para ese desarrollo eficiente – ¿sí? – que incluya un programa adicional de trabajo.

Para estos efectos y este análisis específico de los puntos que acabo de mencionar le cedo la palabra a Julio Trejo, Director General Adjunto de dictámenes de extracción.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- ¿Qué tal? Buenas tardes Comisionados, muchas gracias.

En relación al análisis de la información en referencia de la solicitud de migración se precisa lo siguiente. En relación al incremento de producción ocasionado por el incremento de la actividad física, se tiene un incremento del 10%, pasando de 2,242.8 millones de barriles a 2467.

En lo conducente al volumen de gas a recuperar, comparando el escenario de Ronda Cero contra el escenario incremental, se tiene una incorporación de 108% en relación a estos escenarios, lo cual equivale a 804 millones de pies cúbicos. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En relación al volumen a recuperar de las asignaciones, se puede ver que esta incremental que se tiene de producción se da principalmente en los campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab únicamente, donde se presenta este incremento dada la actividad física, en cambio en el campo Lum se presenta una reducción de 800 mil barriles de petróleo crudo equivalente del volumen a recuperar que se tenía planteado en el escenario de Ronda Cero.

En relación al perfil de producción del campo Ku podemos notar que no existe una relación entre el pronóstico de producción que se presenta en el escenario incremental contra el comportamiento real y dinámico del yacimiento, cuando analizamos los valores en la relación de producción del gas-aceite. Asimismo cuando estamos viendo estos perfiles que podemos ver en pantalla se puede ver que hay un desfase alrededor de 100 millones de pies cúbicos diarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y si usas el mouse mejor? No, el que tienes ahí.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ok. Se tiene una diferencia entre los valores reportados en 2015 y 2016 contra la parte del pronóstico que tenemos en el incremental, en el valor incremental. Asimismo, la parte de los valores que se tienen contemplados en el perfil incremental contra los reales no se honran en este sentido. Si pasamos a la siguiente por favor.

Estamos viendo el perfil de producción también del campo Maloob. En este sentido, para el periodo 2015-2016 se tiene las siguientes observaciones. El pronóstico de producción de aceite sigue la tendencia histórica registrada.

Si en cambio la producción que se tiene del gas real muestra una tendencia incremental. Esto asociado al comportamiento de la relación gas-aceite y el comportamiento dinámico de los yacimientos. Por lo tanto existe una incongruencia respecto al comportamiento de la producción de gas en función de la relación incremental del mismo. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En relación al campo Zaap para el periodo 2015-2016 se tiene las siguientes precisiones. El pronóstico de producción de aceite sigue una tendencia, honra al histórico que se tiene en producción. Sin embargo, de nueva cuenta la parte en relación al histórico que se presenta de gas con relación al valor del pronóstico incremental que presenta en la solicitud PEP no guarda una congruencia. Por lo tanto, se determina que la producción va a seguir aumentando en estos tres campos dada la complejidad y la relación gas-aceite presente en estos. Lo anterior se puede explicar – si pasamos a la siguiente por favor – dado que el comportamiento...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdone ingeniero. Pudiera otra vez brevemente volver a subrayar. Usted señala que hay una inconsistencia en la información presentada por PEMEX.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, otra vez por favor porque creo que no la capte del todo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Explícala mejor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si empezamos desde la parte del campo Ku.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Empecemos ahí.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tenemos la parte donde tenemos el perfil del aceite incremental en el escenario incremental contra...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese es el que está siguiendo con el indicador.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Este es, el que sigo con el puntero. Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y en cambio los valores del cuadro verde son los valores registrados reales para 2015 y para 2016. ¿Ok? En ese sentido...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿La inconsistencia en que radica? ¿En el brinco súbito?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En el brinco que presentan en ese sentido, en el brinco que se presenta. Lo importante aquí o lo álgido que se debe de señalar es la producción del gas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, vamos al gas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En la parte de producción del gas se tiene la parte del escenario incremental que estoy siguiendo con el puntero contra la producción real que se tiene registrada el primer triángulo rojo para 2015 y el segundo triángulo rojo para 2016.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces la producción observada de gas la está en los triángulos, los pequeños triángulos, ¿y lo que presenta PEMEX como plan de producción cuál es? ¿Esa línea de puntitos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Esa línea punteada. Este es el escenario incremental que estoy siguiendo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Entonces es una reducción?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es una... no. En el escenario que se tiene incremental es una reducción contra el real.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Entendería que obviamente 2015 y 2016 deberían de haber reportado información real, la que se tiene registrada, y a partir de 2017 el pronóstico.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lo que yo entendería es que nos están reportando 2015 y 2016 información distinta a la que nosotros tenemos reportada.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, de la producción histórica que se tiene reportada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Creo entonces no sé si son dos temas. A ver, un tema es: La información que están utilizando 2015-2016 como parte de su análisis no es la que nosotros tenemos registrada como observada.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese es un punto. El otro punto es que entonces hay una inconsistencia entre lo que nosotros vemos como datos observados y lo que están proyectando en su nuevo plan de desarrollo. ¿Si?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hay una discontinuidad ahí que es difícil conciliar.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.-
En el escenario de migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es el caso de
gas en el caso de Ku.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, en los tres campos – Ku, Maloob,
Zaap – es principalmente el problema que se tiene con los pronósticos de
producción de gas donde no se tiene esta consistencia.

Si pasamos a la parte de Maloob es lo mismo. La parte en el aceite honra
este escenario que se presenta en el incremental. Sin embargo aquí se
puede ver que el histórico de gas en la parte de 2015, la parte de 2016,
contra el pronóstico de producción presentado en el escenario
incremental, se ve que hay un desfase, lo cual quiere decir que la
producción de gas en este campo dada la madurez que se tiene (el grado
de explotación) seguirá incrementando. Esto viene relacionado a la
relación gas-aceite presente en los yacimientos. Si quieres la siguiente por
favor.

Lo mismo en la parte del campo Zaap. En este sentido se honra la
producción de aceite contra el incremental, sin embargo los históricos de
producción de gas referidos para 2015 y 2016 con respecto al escenario
incremental no coinciden. ¿Ok? Entonces marcan una incongruencia. Esto
se puede ver al analizar el comportamiento histórico de la relación gas-
aceite presente en los yacimientos. La siguiente por favor. La siguiente.

En este caso, en el análisis de campo Lum para el periodo 2015-2016 se
tiene las siguientes observaciones. Los pronósticos de producción del
escenario incremental en aceite y gas siguen la tendencia o el
comportamiento histórico con relación a 2015 y 2016. La siguiente por
favor.

En relación al campo Bacab para el periodo 2015-2016 se tienen las
siguientes precisiones. Donde se puede ver que en la parte del pronóstico
de producción contra los datos históricos en el aceite, se puede ver que se
honran. Sin embargo, en la parte de 2015-2016 contra el perfil que se tiene
del escenario incremental no guardan relación, por lo tanto se vuelve a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tener esa presencia de la incongruencia con los datos en los perfiles de producción de gas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces en la parte de petróleo se mantiene, se observa, una congruencia entre lo observado y lo que se plantea como plan de producción hacia adelante.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En el caso del gas hay inconsistencia entre lo que nosotros observamos de los datos ya realizados versus lo que presentan y luego aun en adición una discontinuidad que no está explicada hacia adelante.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es. Y sobre todo también por el comportamiento que se tiene actualmente de los yacimientos.

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

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- La que sigue por favor. En este sentido podemos ver el análisis del clúster de Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum donde se puede precisar que durante los años 2015-2016 los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum presentan inconsistencias en la información reportada en la solicitud de migración. Asimismo los pronósticos de producción de gas para los años 2017 y 2018 son incongruentes como se puede mostrar en la parte de los triángulos rojos donde se puede ver que hay un desfase entre la parte del perfil incremental contra los datos históricos registrados – que son los primeros dos triángulos – y los pronósticos que tenemos registrados también de este periodo para 2017 y 2018. Esto se puede ver en los reportes o los informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado que PEMEX presenta a la Comisión. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Eso es en cuanto al primer precepto relacionado con la parte de la producción. En el segundo, que está bien definido en el artículo 29, es respecto a la incorporación de reservas adicionales. Recordemos que este tipo de campos que ya son maduros y que ya tienen mucha información y también producción asociada a la explotación de los mismos, la incorporación de reservas por una actividad exploratoria muchas veces ya no es evidente debido a la madurez que tiene el campo. Asimismo, en este escenario incremental no considera la asignación en la actividad exploratoria dado que los títulos de asignación vigentes permiten únicamente actividades de extracción. Si bien eso es lo que dice el título de asignación, la misma madurez del campo ya no prevé en la información que se tiene una estructura adicional que pudiera tener una consideración respecto a la parte exploratoria.

En estos casos, en la mayoría de los campos de este tipo, se hace una reclasificación de reservas en cuanto a la madurez del mismo, en cuanto a reservas de una mayor incertidumbre a unas de mayor certidumbre. En este caso tenemos de reservas probables a reservas probadas. Las probables con ese porcentaje y esa incertidumbre y por la actividad principalmente en la perforación de pozos se hacen una reclasificación a reservas probadas, que es principalmente esa parte incremental que se está asociando a la misma como parte de la reclasificación.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ok. En este mismo sentido se puede ver que una parte complementaria es que lo que refiere a la implementación de métodos de recuperación mejorada, PEP informa que a la fecha de la solicitud de la migración no contempla la implementación de alguno de estos métodos, por lo cual no se considera la incorporación de reservas asociadas a un proceso de recuperación mejorada. La siguiente por favor.

En ese sentido, también en el análisis de la parte de escenarios, gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente, se puede apreciar que cuando se compara los escenarios de Ronda Cero, que son las barras rojas, contra la parte de barras verdes, que es el incremental, en el papel se podría apreciar que si se tiene un incremento dada la actividad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

física adicional. ¿Y esto en que parte se ve reflejada? En las inversiones. Donde se tiene una inversión superior, como se puede ver en la barra verde, alrededor de 9,406 millones de dólares. La siguiente por favor.

Eso se puede ver y apreciar dado que la actividad física asociada en la parte de las reparaciones mayores y re perforación de pozos a desarrollar, comparando Ronda Cero contra la parte incremental, se puede ver que se tiene una mayor actividad física. En el escenario de la parte de los pozos de desarrollo se puede apreciar que en la parte de 2017 se tiene un incremento hasta llegar a los 20 pozos y así sucesivamente. Esto conlleva que se tenga una mayor inversión. La siguiente por favor.

En la parte que sugiere la parte de aprovechamiento de gas los pronósticos de producción de gas determinados por PEP para el escenario incremental presentan alta incertidumbre y no honra a la producción histórica de los años 2015 y 2016 como se mostró previamente.

Por lo tanto se considera que los perfiles de los gastos, costos e inversiones documentadas por PEP carecen de confiabilidad de ejecución.

Asimismo se precisa que no se presentan las cifras de aprovechamiento de gas en relación al escenario incremental por cada asignación, con lo cual se advierte a PEP postula en el escenario base modificado una meta de aprovechamiento de gas global del 98%. Esto es 98% para el clúster de los 5 campos, lo cual se obtiene del promedio aritmético. Si nosotros estuviéramos sacando el promedio aritmético de las metas de aprovechamiento de gas por año, resulta que tenemos 98.48%. Sin embargo esto no podría ser así porque se tendría que hacer una ponderación en relación a la producción asociada a cada asignación. La siguiente por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una pregunta ingeniero. Hay un par de preguntas aquí de los Comisionados. Déjeme aprovecho. ¿No se presenta en el plan de desarrollo un programa de aprovechamiento de gas?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Se presenta pero no para el escenario
incremental.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, bueno,
ese es el que se está presentando como elemento para argumentar la
migración.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Exactamente. Es que las metas
asociadas se presentan hacia un escenario base incremental, no al
incremental como tal. El de base incremental es asociado al de Ronda Cero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y en el
incremental, el que digamos estarían llevando a cabo asumiendo una
migración en este escenario, no se presenta el aprovechamiento?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No se presenta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, esa
es una parte fundamental, es algo que ha observado y sancionado este
Órgano de Gobierno. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. ¿Preguntar si PEMEX está
solicitando la migración de cada una de las asignaciones a un contrato
individual o todas las asignaciones a un solo contrato?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Todas las asignaciones a un solo
contrato.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ah, ¿y por eso hace esta suma y
ponderación de todos los campos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN,
INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es por ello que ellos lo presentan así.
Sin embargo cabe señalar que no se podría hacer dado que las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producciones asociadas a cada uno tanto de aceite como de gas no son proporcionales. Son diferentes las producciones de Bacab y Lum.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero sale ahí un promedio simple como si el campo Lum pesara lo mismo que el campo Maloob o Zaap, ¿no? Cuando son de dimensiones completamente distintas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es. La siguiente por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- En este sentido y con esta información que fue evaluada en la conveniencia de la migración en cuanto a la producción e incorporación de reservas, gastos, costos e inversiones, el estado de la evaluación hecha por la Dirección General de Dictámenes de Extracción advierte que existen inconsistencias como se vio en relación con la información presentada en la solicitud de migración, principalmente en la producción de gas en cuanto a la información que tiene registrada la Comisión y contra lo que tiene reportado en la solicitud de la migración. Dichas inconsistencias, como se menciona ahí, tiene implicaciones en ámbitos técnicos y operativos al cumplimiento de este desarrollo eficiente y cabe recordar que también hay implicaciones transversales con otros procedimientos que ya habían sido evaluados en la aprobación de la migración previamente como el de quema y venteo y aprovechamiento de gas que se hizo el año pasado. Entonces esa eficiencia pues está de manera transversal con otros procedimientos que ya se tienen previstos para esta misma asignación.

Asimismo, en materia de aprovechamiento de gas, esta solicitud – como se acaba de mencionar – presenta un aprovechamiento del 98%. Sin embargo es un promedio aritmético que no está relacionado con el tamaño de cada una de las asignaciones en la producción que tiene, ¿no? Y por último el incremento en producción de aceite pues detonará obviamente un aumento en la producción de gas, lo que resultará pues también en la quema durante los primeros años de producción. Y eso se tiene que prever para considerar la infraestructura necesaria para poder soportar este gas adicional resultado de hecho.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Resultado de esta evaluación también complementaria en la parte de incorporación de reservas adicionales de que si bien no propusieron la implementación de métodos de recuperación mejorada si se debe ver alguna observación, debe haber algún análisis adicional que permita pues explorar todas las opciones posibles que pueda haber en este tipo de campos o yacimientos para la recuperación mejorada del mismo. La siguiente por favor.

Dados los argumentos anteriores, la opinión de esta Comisión es que esta solicitud en términos principalmente relacionados con la eficiencia del mismo pues no resulta técnicamente conveniente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Con la información que hasta ahora presentó PEMEX.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Comisionado ponente, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera que señaláramos la preocupación que tenemos con respecto a... si ustedes vieron la página – creo que se fue aquí muy rápido Julio – donde viene la cantidad de gas que se está generando por nivel de producción. Y lo que ustedes pueden ver es que en realidad (en la número 12) si ustedes ven lo que está pasando es que la producción de gas está acelerando y en todas las gráficas que ellos presentan están presentando una información donde la producción de gas disminuye. Entonces, para poder hacer frente a esto se requeriría mayor inversión para el aprovechamiento de gas. Y entonces como no hay inversiones para el aprovechamiento de gas y no hay inversiones para recuperación secundaria los datos que aparecen ahí como inversión no resultan digamos aceptables porque tienen que ser mucho mayores que esto. Entonces para poder sencillamente hacer frente a su propio modelo hay una discrepancia entre lo que se requiere de inversión y los datos que están presentando en el modelo de pronósticos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces hay varias cosas que pues llaman a la preocupación, entonces yo creo que con la información presentada se ve una serie de inconsistencia, se ve una serie de asuntos que no fueron tratados con suficiente profundidad y entonces la recomendación técnica en la cual yo me sumo es que se debe dar una opinión negativa en esta ocasión.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, muchas gracias. Primeramente felicidades al Comisionado ponente, al equipo técnico, por el análisis que realizaron. Se ve la profundidad en el análisis de la información, sobre todo los perfiles de producción, como se generaron, las inversiones que están asociadas a ese perfil, etc. Está muy bien, muchas felicidades.

A mí me llama mucho la atención en que las diferencias fuertes sean en el perfil de producción de gas, cuando el 15 de noviembre pasado se generó una sanción por parte del Órgano de Gobierno a PEMEX con respecto a Ku-Maloob-Zaap; que no cumple su meta de aprovechamiento y se le sancionó para que presentara un plan de aprovechamiento y que pues viniera plasmado en todo lo que ellos quieren solicitar. Y al parecer no vienen las inversiones suficientes para poder solicitar esta migración por este perfil de producción de gas que aparentemente va a ser mayor porque el pronóstico se ve que es menor pero los datos reales de referencia para partir en ese pronóstico son más altos, son los que ya están registrados entiendo en las bases de datos oficiales de PEMEX.

Entonces es una preocupación porque la meta de aprovechamiento de gas entiendo se debe cumplir de aquí a tres años y si los perfiles de producción están muy bajos, no están considerando datos reales, pues lo más seguro es que tengamos un escenario en el cual no se cumpla la meta de aprovechamiento.

Y si la meta de aprovechamiento no se cumple sería reincidir en un incumplimiento y eso genera pues algún otro trámite legal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y otro comentario que tengo es respecto a esa inconsistencia de la información. Me voy a salir de lo técnico, me voy a ir un poquito a lo legal, porque para el caso de las asignaciones la Ley de Hidrocarburos en su artículo 10 muestra las causas y procedimientos de revocación, revocación que puede hacer el Estado a través de la SENER en una asignación petrolera. Y trae varias fracciones.

La fracción cuatro habla sobre la remisión de más de una ocasión de forma dolosa o injustificada, información o reportes falsos o incompletos o los oculte a la SENER, a la Secretaría de Hacienda, a la ASEA o a la CNH con respecto a la producción, costos o cualquier otro aspecto relevante de la asignación.

Entonces a mí me gustaría, si realmente fue doloso, fue omisión o que fue, que sí se analizara si fue de ese caso, porque entonces sería la primera vez en la cual nos están presentando información que no es adecuada para realizar nuestros análisis, y si se llega a dar la segunda vez pues es una causa de revocación que está plasmada en la Ley de Hidrocarburos.

Entonces yo lo único que solicitaría es que nuestro abogado de la Comisión o su equipo de la Unidad Jurídica analizaran este caso y se viera si realmente fue una aplicación de esta fracción número 4 del artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. A ver, entonces si recojo bien lo que presento el Comisionado ponente, el doctor Moreira, y lo que se ha comentado es: Se observa inconsistencia, según señaló el equipo técnico.

Se identifican inconsistencias, particularmente en cuanto a la información que se presenta en la producción de gas y en relación con las proyecciones en la producción de gas, y a eso agregamos fundamentalmente lo que señaló el Comisionado ponente (y también lo señaló el equipo) en donde no se ve el plan de aprovechamiento de gas, las inversiones, que permitan cumplir con las metas que establece la regulación, mismas que ya hizo mención el Comisionado Franco que anteriormente ya sancionó esta Comisión en relación con el activo Ku-Maloob-Zaap. Entonces se detectan inconsistencias en la información de la producción y el plan de inversión,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

particularmente en relación con el aprovechamiento de gas. Ingeniero Ulises, ¿sí es preciso lo que señalo yo con relación con el dictamen que ustedes presentan?

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Sí. Y quisiera complementar lo que se acaba de mencionar. En términos de producción incremental, incorporación de reservas adicionales, en la misma presentación menciona esa producción incremental, incorporación de reservas. Pero cuando llegamos al precepto de los gastos, costos e inversiones necesarias para un desarrollo eficiente ahí es donde tenemos un primer elemento de eficiencia que no está contemplado por estos perfiles, estas inversiones y estas actividades que están ahí. Y adicional a lo anterior, aunque se tuviera esa producción incremental, incorporación de reservas adicionales, gastos, costos e inversiones, no estamos partiendo de una base sólida en virtud de que esa inconsistencia no nos permite pues desarrollar ese análisis adicional, ¿no? O ese análisis que sustente esos perfiles de producción que se mencionaron o que se muestran aquí en la presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Algún otro... doctor Comisionado Néstor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionados.

El punto es que cuando en la CNH se proponen dos posibilidades de explotación de un campo, nosotros como atribución fundamental lo que tenemos que ver es la maximización de valor, cual es la que de las dos le da más valor al Estado. Pero es lo mismo que hacen los operadores.

Los operadores también lo que buscan es maximizar valor, nada más que los operadores tienen, igual nosotros tenemos que estar revisando que cumplan con los requerimientos en los lineamientos, y hay lineamientos de seguridad industrial y protección ambiental y también hay lineamientos de aprovechamiento de gas.

Esos no son opcionales, tienen que cumplirlos. La opción a, la opción b, la opción c tienen que tenerlos. Si alguno de ellos no lo cumple, aunque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

maximice el valor, que tenga más producción, pues la verdad es que no es aceptable. Este es de alguna forma el caso de Ku-Maloob-Zaap, porque si vemos que hay incremento en producción, que hay un incremento en posibles reservas, pero no están cumpliendo con esos requerimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En materia de aprovechamiento de gas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En materia de aprovechamiento de gas. Entonces, bueno, en general este es el planteamiento de atribución de la CNH: Maximizar el valor para el Estado de los hidrocarburos. La Ley plantea en los dos indicadores, como ya lo han comentado en varias ocasiones, el delta de producción, el delta de reservas. Pero también ahorita lo acaba de mencionar nuestro jefe de Unidad Ulises Neri, el maestro Ulises Neri, de que también tiene que verse la eficiencia en la inversión y que realmente retorne más valor.

Entonces esa es la razón por la cual cuando tengamos aquí en el Órgano de Gobierno, sea el caso de Ku-Maloob-Zaap o cualquier otro, lo que tenemos que revisar es: La opción a, la opción b, ¿cuál es la que le da mayor rentabilidad al Estado? Y esa es la que vamos a seleccionar indudablemente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Colegas, ¿algún otro comentario? Comisionado Héctor Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, estando de acuerdo con la ponencia que se nos presenta, yo quisiera agregar un elemento adicional para efecto de que esta Comisión se pronuncie en contra de la procedencia de migración de este grupo de asignaciones a contratos de exploración y extracción. Y es el tema relacionado con que PEMEX está utilizando este instrumento, pretende utilizar el instrumento de la migración creo que con un fin distinto al que plasma el espíritu de la Reforma Energética.

Creo yo que el espíritu de la Reforma Energética principalmente buscó con la migración cumplir dos expectativas. Una, la atracción de inversiones adicionales a las del Estado a través de una asociación con la iniciativa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

privada y dos, si no es esto posible, entonces por lo menos la eficiencia operativa. La primera no la tenemos en razón de que se está solicitando una migración sin socio y la segunda creo que no solamente se eficiencia operativamente el proceso productivo de estas asignaciones sino que más allá creo yo que se podría complicar. Y lo explico de la siguiente forma.

El tipo de campo de los que estamos analizando se encuentran ubicados en áreas de lo que se denomina aguas someras. Este tipo de campos a la hora de que se determina el modelo contractual para su explotación, la SENER ha establecido un criterio que para ese tipo de campos establece el contrato de producción compartida, lo que implicaría que una parte de la producción de PEMEX tendría que ser entregada a un comercializador que nosotros tenemos que contratar durante 2018 a través de una licitación pública. Esto implicaría que 856 mil barriles de petróleo de producción diaria tendrían que dividirse lógicamente para venderse por un lado por parte de PEMEX y por otro lado por parte de un comercializador.

La actividad de ese comercializador puede tener una planeación que implique llevar a mercados distintos ese hidrocarburo o inclusive a mercados semejantes en los que el propio crudo mexicano entra en competencia, generando obviamente un problema de valor en ese mercado.

Entonces estas dos razones me parece muy importante señalarlas en razón de que creo que PEMEX de una forma un poco con una visión corta está intentando salvar un problema fiscal modificando el régimen de explotación a través de un título de asignación para transformarlo a un título de contrato. Entonces creo yo que ese es un elemento adicional que se debe de tomar en cuenta para efecto de que esta Comisión opine negativamente a la SENER en relación de la procedencia de la migración o del grupo de migraciones que se nos está presentando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Usted llevó el análisis inclusive a un nivel superior, más allá del análisis puntual del plan de producción que se presenta en esta ocasión. Usted señala la inconveniencia que tendría el migrar Ku-Maloob-Zaap como contrato de producción compartida. Porque entonces en producción compartida, como ustedes recuerdan, el Estado,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la parte de las ganancias del Estado, se entregan en especie y el Estado por conducto de la CNH tiene que comercializar el hidrocarburo del Estado. Entonces en este caso tenemos dos hidrocarburos son del Estado, el de PEMEX y el que tiene que comercializar a nombre del Estado CNH, generando un arreglo de comercialización doble del mismo hidrocarburo del Estado. Lo cual sugeriría, apuntaría, que de ser el caso tendríamos que buscar una figura distinta y no de producción compartida.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En caso de que procediera la migración sería lo mejor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Buscar otra figura.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- El criterio que ha tomado la SENER es que para aguas someras es producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero yo coincido. Ahí en ese caso tendríamos que revisar la conveniencia del programa de contrato de producción compartida. Ahora, si bien coincido con lo que usted apunta Comisionado, nada más quisiera dejar la salvedad – creo que usted lo ha dicho en otras ocasiones – de que lo que busca la Reforma Energética con las migraciones fundamentalmente es que PEMEX tenga un socio. No obstante está prevista la posibilidad de migrar sin socio. ¿Es correcto?

No más entonces esa posibilidad jurídica está. No es la prioridad ni la parte toral del objetivo de la Reforma, pero esa posibilidad está, ¿no? O sea, digamos, es una posibilidad jurídica que tiene PEMEX. En este caso en particular, bueno el proyecto como se presenta, tiene los problemas, las deficiencias que ya se señalaron, está el tema que usted bien apunta (el contrato de producción compartida). Pero bueno, la posibilidad jurídica está ahí para que PEMEX lo pueda solicitar.

Como lo señaló el Comisionado ponente el doctor Moreira, como está presentado el proyecto ahorita, principalmente en relación a lo que se refiere con el tema de aprovechamiento de gas, se detectan inconsistencias en la información, los niveles de inversión no corresponden



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para alcanzar los niveles de aprovechamiento que ha señalado la regulación. Son las principales observaciones y vamos doctora Alma América, Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo quisiera hacer una pregunta, sobre todo para que quede claridad en la opinión que vamos a dar. Si esta opinión técnica que quedaría del Órgano de Gobierno es vinculante o no vinculante para lo que sigue en el proceso que daría de migración. Eso lo preguntaría a los abogados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel, le lanzaron a usted la pregunta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Asumo que espera una respuesta de mi parte. Vinculante o no, en si la SENER estaría obligada en los términos de nuestra opinión o no.

Y para ser muy puntual, en el artículo 30 del reglamento se establece todo el procedimiento para resolver esta solicitud del asignatario (de PEMEX) y si me lo permiten yo le daré lectura rápidamente. Dice: "Artículo 30. La Secretaría – se refiere a la SENER – resolverá sobre la procedencia de la solicitud de migración de una asignación a un contrato para la exploración y extracción de conformidad con el procedimiento siguiente: Fracción primera. En un plazo de 5 días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud remitirá esta a la Comisión – se refiere a la CNH – para la emisión de su opinión técnica sobre la procedencia de dicha migración. Fracción segunda. La Comisión contará con 15 días hábiles para remitir a la SENER la opinión técnica que se refiere la fracción anterior, contados a partir de la recepción de la misma, que es donde estamos hoy. Y fracción tercera. La Secretaría notificará al asignatario la resolución sobre la procedencia de la migración dentro de un plazo de cinco días hábiles contados a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión y en caso de ser favorable sobre el inicio del proceso para definir el modelo de contratación, los términos y condiciones técnicos y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de conformidad con el artículo siguiente." Y bueno, el siguiente ya es un tema que compete a la Secretaría de Hacienda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y Mi respuesta es que si es vinculante, porque si la CNH le dice que no a la SENER, pues entonces la opinión técnica – dice aquí – “en caso de ser favorable” SENER notifica al asignatario y se establecen los términos fiscales del contrato. En caso de no ser favorable el proceso ahí concluye.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa era mi duda.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sería preguntarle al abogado porque yo creo que no es vinculante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, aquí hay otra opinión. El Comisionado Martínez.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, es mi opinión. Desde luego todo es interpretable. A ver, lo que dice el Reglamento de manera específica – déjeme otra vez leerlo – es, me voy a ahorrar todo lo demás y voy directo al punto: “La SENER notificará a PEMEX la resolución sobre la procedencia de la migración dentro de un plazo de 5 días hábiles contados a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión y en caso de ser favorable (la opinión técnica) sobre el inicio del proceso para definir el modelo de contratación”. Por eso yo digo en sentido contrario se leería, “la Secretaría notificará a PEMEX la resolución dentro de un plazo de cinco días contados a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión, que en caso de no ser favorable creo yo que la SENER tendría que notificarle a PEMEX que la opinión técnica del Órgano Regulador fue negativa y en consecuencia la migración pues no tendría lugar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que desde luego Presidente esta es mi opinión. Por supuesto que la SENER podrían tenerla distinta, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y su opinión es muy respetada, muy válida y muy sólida. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, obviamente respetando la opinión del Comisionado Pimentel, pudiera tener otra interpretación la fracción. Dice, "la secretaria notificará al asignatario la resolución sobre la procedencia de la migración dentro de un plazo de 5 días hábiles contados a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión". Estamos hablando de la resolución de la SENER que en caso de ser favorable la resolución de la Secretaría no la opinión de la Comisión. Pero, igual y como manifiesta el Comisionado Pimentel es una interpretación. Me parece que le corresponderá en este punto en específico a la SENER interpretar que fue lo que quiso expresar a la hora que lo desarrolló.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Bien. Pero entonces creo que están presentes los elementos. Un último punto jurídico es: Se mantiene a salvo la prerrogativa de PEMEX si así lo desea de volver a presentar el proyecto de migración a esta CNH. ¿Estoy en lo correcto? O sea, en caso de que ahorita resultara la votación y como preveo sea una votación negativa, PEMEX mantiene la posibilidad de volver a presentar el proyecto. ¿Es así colegas, estamos en el mismo entendido?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya sea con socio o sin socio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nada más una precisión. El procedimiento se lleva a través de la SENER. Es decir, PEMEX no nos requiere a nosotros una opinión de la migración de manera directa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esto lo turnó la SENER, esto nos lo tornó la SENER.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Por si una vez que la SENER le dijera o le diera la resolución negativa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, este proceso de solicitud de migración se cierra, se culmina, y en todo caso PEMEX puede iniciar un procedimiento nuevo. Muy bien. ¿Algún otro comentario colegas? ¿No? Entonces, Secretaria Ejecutiva o licenciado Claudio Galindo, le pido de favor licenciado Galindo sea tan amable de dar lectura a la propuesta de acuerdo”.

Al término de la lectura del acuerdo, se realizaron los siguientes comentarios:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licenciado Galindo, colegas. Yo sé que este es un asunto de formas y de formatos, pero no sé, ahorita cuando uno lo lee así pudiera sonar un poquito confuso. ¿Habría inconveniente que le pusiéramos, “por lo que se emite opinión negativa”? Es más claro, ¿no? O no favorable. ¿Si? ¿Les parece bien? Entonces la propuesta de acuerdo es que este Órgano de Gobierno emite opinión no favorable a la SENER respecto a la procedencia de migración de las asignaciones que involucran al activo Ku-Maloob-Zaap.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, LICENCIADO CLAUDIO GALINDO MONTELONGO.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados... antes, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente, antes de cerrar el tema quiero ser un poquito incisivo en el tema de la información, de la consistencia, de la realidad, del soporte que tiene esa información con respecto a reportes que nos da PEMEX para poder hacer nuestro trabajo. Y no nada más PEMEX, cualquier operador que nos presente información. Tenemos que verificar que sea consistente, que nos ayude a hacer y a tomar las mejores decisiones para nuestro país. Entonces yo quiero saber cómo quedará el tema que aquí manifestó nuestro ponente respecto a que hay inconsistencias en la información y que si se va a revisar se va a hacer algún análisis, para ver si es la primera causa en la cual nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muestra información como lo marca el artículo 10 en su fracción cuatro de la Ley de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, regreso al tema que apunta el Comisionado Franco y el equipo técnico en este caso dirigido por el maestro Ulises Neri y por el ingeniero Julio Trejo señalaron que hay inconsistencia en la información sobre la producción de gas. Es decir, la información que se nos reportó en este proyecto de plan de desarrollo de producción es inconsistente con los datos observados que nosotros tenemos. Y de ahí señala el Comisionado Franco, bueno, aquí hay una inconsistencia clara de información entre dos datos que deben ser observados y que deben ser lo mismo y da una lectura, hizo una lectura y dio referencia a un artículo de la Ley que señala sobre la improcedencia, la observancia que le tenemos que dar en caso que se presente información inconsistente. Les propongo colegas Comisionados, Comisionado Franco, que me pidan, me permitan turnar el análisis del mismo a nuestra área jurídica para que el área jurídica lo analice en función del artículo que usted señala Comisionado Franco.

Entonces, si les parece bien yo lo turno, le pido Secretaria Ejecutiva que el tema lo turnemos al abogado general para revisar la información y la inconsistencia detectada por el equipo técnico a la luz de lo que señala la Ley en cuanto a inconsistencia en la información. ¿Les parece bien colegas? Bien. Tomada esa decisión, entonces ahora pregunto a los colegas Comisionados que se manifiesten a favor de quienes estén por el acuerdo que acabamos de dar lectura en donde se señala que el Órgano de Gobierno aprueba la resolución por la que se emite opinión técnica no favorable a la SENER respecto a la procedencia de la migración de las asignaciones que involucran los campos Bacab, Ku, Lum, Maloob y Zaap. Antes, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Quizá sería más preciso decir que es opinión técnica a la SENER respecto a la no procedencia de la migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, respecto a la no procedencia de la migración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Creo que queda más claro – ¿no? – la opinión técnica a la SENER.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Ahora, no sé si quedó ahí un doble negativo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sería borrar donde dice, “opinión técnica a la Secretaría...”.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero. Resolución por la que se emite opinión técnica a la SENER respecto de la no procedencia de la migración.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- La opinión técnica es que no procede la migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Con esa precisión creo que ahora quedó mucho más claro. Entonces les pido sean tan amables colegas Comisionados de manifestarse estén de acuerdo por este acuerdo. Muchas gracias”.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.01.001/17

Resolución por la que se emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la no procedencia de la migración de las Asignaciones A-0035-M-Campo Bacab, A-0183-M-Campo Ku, A-0196-M-Campo Lum, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.01.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos y 30 fracción II de su Reglamento, así como 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la no procedencia de la migración de las Asignaciones A-0035-M Campo Bacab, A-0183-M-Campo Ku, A-0196-M-Campo Lum, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap a un Contrato para la Exploración y Extracción.

II.2 Resolución por la que se emite opinión técnica sobre la modificación del Anexo 1 de las Asignaciones AE-0388-M-Miquetla, A-0217-M-Campo Miquetla, AR-0449 Campo Presidente Alemán y AR-0451 Campo Remolino.

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.

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. Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionados. Traemos el caso de seis



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignaciones que se le otorgaron a PEMEX durante lo que llamamos la Ronda Cero. Son algunas de extracción, otras de exploración y quiero dejar muy claro que es una propuesta de PEMEX Exploración y Producción a la SENER, y la SENER nos pide nuestra opinión técnica para hacer una reducción de las áreas de asignación.

¿Y por qué pide esa reducción? Fundamentalmente por cuestiones de zonas arqueológicas. Entonces bueno, para tener una claridad acerca de cada una de esas asignaciones, le pediría al maestro Ulises Neri que es nuestro jefe de la Unidad de Extracción que nos haga la explicación del detalle de cada una de ellas y la propuesta que les traemos para su consideración.

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

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Gracias Comisionado Presidente, Comisionado ponente, Comisionados. En la siguiente lámina por favor. En este resumen se ven los antecedentes de esta solicitud de opinión técnica respecto a la reducción de las áreas de las asignaciones que tienen impacto en esta referencia a unas Zonas de Salvaguarda.

Y Solamente como referencia, el 14 de noviembre la SENER le informa a PEP que existe un traslape de las asignaciones con áreas propuestas para Zonas de Salvaguarda. Aquí previamente la SENER había hecho un análisis considerando temas ambientales y también zonas arqueológicas principalmente y con base en eso se le informa a PEMEX Exploración y Producción sobre el traslape de esas áreas. Posteriormente el 15 de noviembre PEMEX Exploración y Producción propone esa reducción de las áreas de asignación con el traslape que había analizado previamente para Zonas de Salvaguarda la SENER.

En esa misma fecha, la SENER le solicita la opinión técnica a la CNH respecto al impacto que pueden tener esas Zonas de Salvaguarda y el impacto principalmente asociado a los planes de exploración y de desarrollo. Aquí es analizar a nivel de subsuelo, a nivel de superficie, cuáles son esos pozos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instalaciones y actividad que pueda haber asociada a esa reducción propuesta.

Posteriormente la CNH solicita la información complementaria respecto a la reducción de estas áreas. En la anterior por favor. Y finalmente PEP proporciona la información complementaria respecto a la reducción de las áreas de asignaciones hasta el 19 de noviembre. En este sentido se hace o se solicita o se lleva a cabo la opinión técnica por parte de la Dirección General de Dictámenes de Extracción respecto a seis asignaciones que están mencionadas ahí. Bueno, ahí se ven cuatro, que es la asignación de Miquetla, campo Miquetla, la primera la 388, la 217, así también como la de Campo-Presidente-Alemán y Campo-Remolino. Estas por contar con toda la información suficiente y necesaria para llevar a cabo la opinión técnica.

Hay dos más de información adicional que está en proceso de validación y que estamos actualmente analizando. Porque si bien viene referido la opinión técnica para seis asignaciones, solamente se están tomando en consideración cuatro en virtud de que dos están en proceso de validación de la información que fue remitida por PEMEX. Solamente para que no haya una confusión de cuatro que están ahí y seis que se ven ahí. Seis son las totales que se presentaron, cuatro son las que tenemos la información que nos permitió dar una opinión. Y en este sentido le cedo la palabra al Director General Adjunto Julio Trejo para que nos explique y haga el análisis detallado de cada una de esas asignaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Trejo, adelante.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Como resultado de la información en relación a las asignaciones, en este caso la AE-0388-M-Miquetla, se tiene la propuesta de exclusión de la zona arqueológica de Castillo de Teayo que se puede ver en la parte de la pantalla la configuración actual y la propuesta donde se ve y donde estoy indicando con el puntero la reducción, la cual se propone en 1.6 km cuadrados. Esto con la finalidad de evitar el traslape con la zona arqueológica antes mencionada. Por tal motivo, la opinión técnica es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

favorable a la exclusión del polígono derivado que el operador petrolero no contempla actividad física o reserva en el área a excluir, por lo cual no se advierte impacto alguno. Asimismo en referencia al plan de desarrollo. Siguiendo por favor.

En relación a la asignación A-0217-M-Campo-Miquetla se tiene la propuesta de exclusión igual de la zona arqueológica Castillo de Teayo que voy a mostrar en la pantalla. Esta es la configuración actual, esta es la zona que se está excluyendo donde está Castillo de Teayo con la finalidad de evitar el traslape con la zona arqueológica. Por tal motivo, en igual forma, la opinión técnica es favorable dado que el operador petrolero no contempla actividad física o no se tiene reserva asociada en el área a excluir, por lo cual no se advierte impacto alguno en referencia al plan de desarrollo. La siguiente por favor.

En relación a la asignación AR-0449-Campo-Presidente-Alemán, de igual forma se tiene por parte del asignatario la propuesta de la modificación o la reducción de la asignación en 1.6 km cuadrados. Esto se puede apreciar en la configuración actual.

La configuración con la reducción, esta sería la reducción donde se tiene la zona arqueológica de Cuyuxquihui. Por tal motivo en este caso la opinión técnica también es favorable a la exclusión del polígono dado que el operador petrolero no contempla actividad física de igual forma o no se tiene una reserva asociada en el área a excluir, por lo cual no se advierte impacto alguno en referencia al plan de desarrollo.

En relación con la asignación AR-0451-Campo-Remolino se tiene la propuesta de igual forma de exclusión de la zona arqueológica por parte del asignatario en la cual se propone una reducción de 0.8 km cuadrados con la finalidad de evitar el traslape con la zona arqueológica igualmente denominada Cuyuxquihui. Y por tal motivo, después del análisis realizado, la opinión técnica es favorable a la exclusión del polígono derivado que el operador petrolero no contempla actividad física o reserva asociada en el área a excluir. Me permito mostrar cual es la reducción en la pantalla. En este sentido aquí está el área arqueológica en la configuración actual. La propuesta de configuración con la reducción es la que estoy indicando. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En resumen se puede tener o se puede apreciar que la superficie original se encuentra en esta columna que estoy indicando. La superficie a reducir o ronda entre 1.6 km cuadrados y 0.8 en el caso de Campo-Remolino como estuve mencionando anteriormente. Y estos serían los valores en la superficie que quedarían para las cuatro asignaciones. Como se expuso anteriormente, la motivación principal es conservar los sitios arqueológicos antes mencionados.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.-

En el caso de la opinión técnica y derivado de este análisis que hace la Dirección General de Dictámenes de Extracción, pues primero tomamos en cuenta el primer análisis que lleva a cabo la SENER en virtud de que esos primeros análisis de esas zonas arqueológicas de las Zonas de Salvaguarda hubo tenemos entendido interacciones con instituciones especializadas en el tema de arqueología y de las zonas que se deberían de prever. Posteriormente hay un análisis que hacen con PEMEX, con la información que envían, de cuáles son esas áreas de Salvaguarda que tenían que estar previstas. Y en la última etapa con ese análisis con la CNH de que no haya un plan de desarrollo asociado. Es como una etapa. Somos en la cadena la etapa final pero con el análisis previo que hizo SENER que se hizo con el análisis de PEMEX y finalmente la Comisión de verificar que efectivamente no haya una actividad relacionada con un plan de desarrollo.

¿El equipo técnico que es lo que hace principalmente? Revisa la información, geología, geofísica, ingeniería, principalmente pozos e instalaciones principalmente de que no existan en las áreas que se están proponiendo a reducir, ¿no? En ese sentido se hace una opinión favorable en el sentido de que haya esta reducción de las áreas mencionadas en las asignaciones que se presentan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Comisionado ponente, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, primero enfatizar que la reducción de áreas, como ustedes ya lo pudieron observar es muy poca, es realmente en porcentaje un valor muy pequeño. Por otro lado también observamos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no afecta la actividad petrolera. Pero yo creo que si tenemos que tener/comentar claramente que aunque la CNH tiene la atribución de buscar la maximización de valor pues siempre vamos a tener por delante como una prioridad todo lo que tiene que ver con la protección al medio ambiente con los sitios arqueológicos. De ninguna forma vamos a privilegiar la explotación de un área que finalmente ni resulta en una economía importante para el país. Entonces, bueno, son dos cosas. Lo primero es muy pequeña el área, en esta ocasión resultó que no está afectando. Y por otro lado si quiero enfatizar que la solicitud de SENER es doble. Primero nos pidió, “¿cuál es la opinión que ustedes tienen para reducir el área?” y luego lo siguiente que nos pregunta es, “¿si reducimos el área va a cambiar el plan, el plan de extracción o el plan de exploración?” Entonces en este caso el resultado de todo el análisis técnico del grupo técnico es, “no tenemos ningún inconveniente que se reduzca. También determinamos que no hay ningún cambio en el plan de extracción o de exploración”, porque estamos hablando de los dos en este caso. Entonces era importante hacer el énfasis en este sentido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Colegas Comisionados, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, yo quisiera poner en contexto el tema de Zonas de Salvaguarda. De acuerdo con el artículo 41 de la ley Hidrocarburos expresamente se establece que “el ejecutivo federal a propuesta de la SENER establecerá Zonas de Salvaguarda en las áreas de reservas que el Estado determine prohibir las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La incorporación de estas áreas específicas a las Zonas de Salvaguarda y su desincorporación de las mismas serán hechas por decreto presidencial fundado por los dictámenes técnicos respectivos.” Mencionar que hasta la fecha el ejecutivo federal no ha declarado ninguna Zonas de Salvaguarda. Estas modificaciones que estamos opinando en este momento están relacionadas con la adecuación de ciertas asignaciones, del espacio territorial de ciertas asignaciones, para preparar precisamente la emisión de un decreto de Zonas de Salvaguarda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Muchas gracias Comisionado. Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que me faltó hacer una consideración de énfasis y lo dijimos al principio: Esta es una solicitud de PEMEX. PEMEX está solicitando la reducción, no es una reducción de la SENER o de CNH.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muchas gracias, una solicitud de PEMEX. Bien. ¿Alguna otra observación Comisionados? Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Una precisión. Recordaran que en diciembre resolvió este Órgano de Gobierno algunas solicitudes en este mismo sentido. Es una precisión Comisionado, porque el Presidente de la Republica en diciembre ya decretó algunas Zonas de Salvaguarda. Si no recuerdo mal en la Península cinco Zonas de Salvaguarda, me precisa la Secretaria Ejecutiva. Si no recuerdo mal en la Península de Yucatán. Es una precisión simplemente, pero por los demás estoy totalmente de acuerdo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Efectivamente tiene razón el Comisionado Pimentel. Emitimos nuestra opinión bastante tiempo antes de diciembre y efectivamente en la reunión internacional que hubo en Mérida, Yucatán creo, en Cancún, se emitieron estas zonas. Tiene razón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muchas gracias por la precisión. ¿Algún otro comentario? ¿No? Licenciado Galindo, por favor de lectura a la propuesta de acuerdo.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.01.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación del anexo 1 de las Asignaciones AE-0388-M-Miquetla, A-0217-M-Campo Miquetla, AR-0449 Campo Presidente Alemán y AR-0451 Campo Remolino.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.01.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación del anexo 1 de las siguientes Asignaciones: AE-0388-M-Miquetla, A-0217-M-Campo Miquetla, AR-0449-Campo Presidente Alemán y AR-0451-Campo Remolino.

Antes de concluir la sesión, se realizaron los siguientes comentarios:

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias licenciado Galindo, Secretaria Ejecutiva. Muchas gracias colegas Comisionados. Muchas gracias licenciado maestro Ulises Neri. ¿Es esta su última sesión de Órgano de Gobierno?

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. El maestro Ulises Neri se va a hacer su doctorado, felicidades. Julio, colegas, muchas gracias por el trabajo. Muchas gracias a todo el equipo de la CNH y a quienes nos ven por internet muchas gracias por su tiempo. Buen inicio de año, felicidades a todos, con esto terminamos, muchas gracias. Buenas noches, bueno, casi buenas noches, 6:48 p.m.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:50 horas del día 11 de enero de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Primera Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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 Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva