



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINGUAGÉSIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:57 horas del día 16 de noviembre 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, 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 Quincuagésima Novena 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 220.0817/2017, de fecha 15 de noviembre 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 Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para las Áreas Contractuales a licitarse en la Segunda Convocatoria de la Ronda 3.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.
- II.3 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0027-M-Campo Arroyo Prieto, A-0036-M-Campo Bacal, A-0235-M-Campo Nelash y A-0339-M-Campo Tiumut a un Contrato para la Exploración y Extracción.
- II.4 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de la Asignación A-0187-M-Campo Lacamango a un Contrato para la Exploración y Extracción.
- II.5 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0292-M Campo Rodador y A-0092-M Campo Cinco Presidentes a un Contrato para la Exploración y Extracción.

Antes de comenzar con el desahogo del Orden del Día, el Comisionado Presidente manifestó que deseaba hacer una aclaración, misma que se hizo en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Secretaria. Si me permiten colegas Comisionados – nada más un minuto antes de iniciar, quisiera aprovechar para hacer una aclaración. En nuestra sesión pasada aquí en el Órgano de Gobierno nos pronunciamos a favor, dimos una opinión favorable a solicitud de Pemex y de la SENER para que las asignaciones de Ku-Maloob-Zaap se modificaran haciendo un poco más grande – ¿qué era? Zaap, pero manteniendo todo el área del proyecto Ku-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Maloob-Zaap en el mismo sentido. Esa fue la solicitud que recibimos que opinamos de manera favorable y también recomendamos que para conveniencia y mejor administración del proyecto se evaluara la conveniencia de integrarlo todo en una sola asignación. Hago la aclaración porque, no obstante ello, hubo una nota periodística en donde señalaba que la CNH recomendó hacer un farmout del proyecto Ku-Maloob-Zaap. Esa nota es incorrecta. Ya pedimos que el periódico haga la aclaración, hoy salió la aclaración. Esta Comisión (la CNH) no ha recomendado hacer un farmout de Ku-Maloob-Zaap, simplemente dimos una opinión favorable para la reconfiguración de las asignaciones. Entonces esa fue una nota periodística equivocada. Pedimos la aclaración, ya se hizo en el periódico, pero quiero dejarlo en este Órgano de Gobierno la aclaración: La CNH no ha recomendado un farmout de Ku-Maloob-Zaap. Entonces quería hacer la aclaración colegas Comisionados. Secretaria Ejecutiva, ahora sí continuemos.”

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para las Áreas Contractuales a licitarse en la Segunda Convocatoria de la Ronda 3.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Alfonso Reyes Pimentel, Director General de Asignaciones y Contratos de Exploración.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Buenas tardes, muchas gracias. El pasado 10 de noviembre la SENER solicitó a la CNH la opinión respecto al modelo de contratación para la segunda convocatoria de la Ronda Tres. La SENER propone un modelo de contratación tipo licencia. La siguiente por favor.

La SENER propone diferentes razones o expone sus razones por las cuales considera que el modelo de licencia es el más adecuado, dentro de los que destaca aspectos como flexibilidad operativa, que un contrato de licencia apoya la flexibilidad operativa en beneficio de los proyectos. También en términos de responsabilidades argumentando que en un Contrato de Licencia la responsabilidad del desarrollo y el riesgo asociado recae principalmente sobre los contratistas. Otro aspecto importante es que la mayor parte de los contratos en áreas terrestres o todos los contratos en áreas terrestres son de tipo licencia y en el caso de que los futuros contratistas quisieran hacer asociaciones o unificaciones con los contratos existentes, se prestaría en igualdad de condiciones bajo el mismo tipo de contrato. Y otros aspectos que comentaba era los costos administrativos, que en un contrato tipo licencia es más eficiente la administración de los contratos.

Al respecto de la opinión de la Comisión, hemos hecho nuestra opinión basados principalmente en cinco aspectos que son riesgo geológico y técnico operativo, riesgo económico, flexibilidad operativa, cercanía de las áreas propuestas con otras áreas, comercialización y costos administrativos. Derivado de este análisis, consideramos que el modelo más adecuado es el de licencia. Este análisis se detalla a continuación.

Con respecto al riesgo geológico y técnico operativo, se observa que en las áreas propuestas hay poca actividad exploratoria representada o expresada con cobertura sísmica y pozos. En este sentido, para la exploración de las áreas, se requieren hacer inversiones importantes. Como consecuencia, en el caso de que existan descubrimientos comerciales, se requieren inversiones importantes para lograr el desarrollo de estos descubrimientos. En un contrato tipo licencia los riesgos son asumidos directamente por el contratista y no son compartidos con el Estado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto al riesgo económico, se advierte que en un contrato tipo licencia no existe recuperación de costos. La contraprestación al Estado depende directamente de los ingresos derivados de la producción y de esta forma el riesgo económico lo asume totalmente el contratista. En consecuencia, un contrato tipo licencia incentiva al contratista a eficientar los costos asociados al proyecto.

Con respecto a la flexibilidad operativa, dado que no existe la recuperación de costos en un contrato tipo licencia, los presupuestos que presentan los contratistas a la Comisión son de tipo indicativo. Eso significa que no requieren la aprobación de la Comisión. En este sentido, los contratistas pueden tener mayor flexibilidad en la toma de decisiones al momento de la operación. Y es importante mencionar que, aunque no se aprueben los presupuestos, el Estado – el Estado en este caso representado por la Comisión – mantiene sus atribuciones para aprobar los planes y supervisar las actividades petroleras realizadas por los contratistas.

Con respecto a la cercanía con otras áreas contractuales, las áreas propuestas por SENER como parte de la segunda convocatoria de la Ronda Tres son terrestres y son relativamente cercanos a los contratos de la Ronda 1.3 y de las áreas adjudicadas de la Ronda 2.2 y 2.3. Todos estos a los cuales son cercanos son contratos tipo licencia. En este sentido, se considera que para los contratos de la segunda convocatoria de la Ronda Tres el modelo de licencia es el más adecuado para que se genere una igualdad de condiciones con posibles futuros socios.

Con respecto a la comercialización, en un contrato tipo licencia el contratista es el responsable de la comercialización de los hidrocarburos y en ese sentido el Estado no asume los riesgos y los costos asociados a la comercialización y también se reduce la carga administrativa para el Estado. Y con respecto a la administración general del contrato, el Estado actualmente cuenta con la experiencia en la administración de los contratos de la Ronda 1.3, los cuales son de licencia y también son terrestres. Y se ha observado que la administración de los contratos tipo licencia son más eficientes tanto para el Estado como para los contratistas. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto a las consideraciones jurídicas, se observa que el modelo de Contrato de Licencia es legalmente procedente en virtud de lo siguiente. Con respecto al transitorio cuarto del Decreto de la Reforma Energética Constitucional en Materia Energética se establecen cuatro modelos de contratación y licencia es uno de ellos. Con respecto a la normatividad aplicable, el artículo 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos establece que corresponde a la SENER establecer el modelo de contratación con las opiniones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la CNH. El artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos señala que para la determinación del modelo de contratación se podrá elegir, entre otros, los contratos de servicio, de utilidad o producción compartida, así como de licencia que es el que actualmente se está opinando o se pone a su consideración. Y la sección primera del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece las disposiciones relativas a las contraprestaciones que deberán contener los contratos de licencia. Y siguiente por favor.

Como conclusión, la opinión legal establece que el modelo de contratación de licencia propuesto por la SENER y por las áreas técnicas de la Comisión se encuentra previsto en el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta jurídicamente procedente dicha modalidad. Respecto de la opinión técnica, se considera que el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría es el más adecuado, ya que ofrece las mejores condiciones al Estado respecto a riesgos, contraprestaciones y administración. De igual forma, se observa que el modelo de contratación de licencia ofrece beneficios al contratista derivados de la flexibilidad en la operación de los campos. La siguiente por favor. Con esto concluyo mi participación, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Pues si me permiten colegas.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- La ponencia a mi cargo digamos coincide con los argumentos que fueron manifestados tanto por la SENER como por nuestra área técnica, de manera que pues para ya no repetir lo que nos acaba de exponer el maestro Alfonso Reyes la propuesta a este Órgano de Gobierno es que nuestra opinión sea que en efecto el modelo de contratación propuesto por SENER sea el de licencia para esta segunda licitación de la Ronda Tres. Y desde luego está a su consideración colegas.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, nada más si me pueden recordar. Estas áreas ¿son terrestres, son campos, son campos con parte exploratoria?. Si nos pueden dar así detalles rápidos de estas áreas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Sí. Las áreas consideradas para la segunda convocatoria de la Ronda Tres son áreas terrestres. Principalmente son áreas con componente exploratoria. Algunas de ellas tienen campos descubiertos, pero no se encuentran en producción actualmente. Se encuentran distribuidos en diferentes provincias geológicas de la república mexicana.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias. Es tierra entonces, áreas terrestres.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, costa adentro. Doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un poco abundando. Ya es con los criterios de estandarización. O sea, más o menos son 400 km². O sea, un poquito más abundando de las áreas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿En qué estado de la república Director General? Agrego también usted si ya lo mencionó, si lo pudiera aclarar.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- No, no lo mencioné. Las áreas se encuentran en los Estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco. Las provincias geológicas son Sabinas Burgos, Tampico Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, Chiapas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y son 400 km² las áreas?

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Hay áreas... es variable. En promedio, bueno, hay áreas que van desde los 170 hasta los 400 o 500 km², pero en promedio están en 250 km² aproximadamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no quedó estandarizado el tamaño. Ok.

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

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.59.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión respecto del modelo de contratación para las Áreas Contractuales a licitarse en la Segunda Convocatoria de la Ronda 3.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.

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

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

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muy buenas tardes Presidente, muchas gracias compañeros Comisionados, Comisionada. Ya por ahí está entrando el equipo técnico para apoyarme en esta ponencia, pero bueno. Lo que les venimos a presentar aquí es el análisis que realizó nuestro equipo técnico para llevar o para analizar la modificación al Plan de Extracción del campo Xanab de esta asignación. Si te vas a la siguiente página por favor.

Esta solicitud que nos hizo Pemex fue el 5 de octubre de este año. Y, digo, ahorita voy a ponerme a leer todo esto que está aquí. Hemos tenido, digamos, hicimos prevenciones, nos atendieron las prevenciones y aclaraciones. Se hizo la declaratoria de suficiencia de información como lo plasman nuestros lineamientos de planes. Nos notificaron o nos atendieron todas las solicitudes de información que hicimos. Por primera vez utilizamos la figura del dictamen preliminar que está establecido en nuestros lineamientos, que ese dictamen preliminar en tiempos tiene hasta un máximo de 75 días, cosa que no agotamos. Y después de ese dictamen preliminar o como consecuencia de ese dictamen preliminar, se tuvieron algunas comparecencias con Pemex para aclarar algunas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

situaciones que no nos parecían en el tema de la extracción de este campo en sus dos yacimientos. Y que desde el punto de vista técnico discusiones que se tuvieron entre nuestros equipos técnicos y el equipo técnico de Pemex se llegaron a acuerdos y nos presentaron un plan que nuestro equipo analizó y considera que es el adecuado en estos momentos para el campo Xanab en sus dos yacimientos.

El tiempo total que nos llevamos es alrededor de 35 días, ¿Julio? 35 días en lugar de los 150 días que nos marcan los lineamientos. ¿Eso debido a qué? Una a la solicitud del Presidente y del Órgano de Gobierno de ver que los temas que estemos llevando aquí en la Comisión sean lo más expedito posible, siempre vigilando el marco legal que nosotros mismos establecimos. Esas fueron las premisas que tuvimos aquí con el equipo. La otra es, aparte de toda la energía que le metió el equipo inclusive en algunos sábados y domingos, es también que Pemex nos apoyó con todos los requisitos de información que nosotros necesitábamos. Muy abiertos, se tuvieron discusiones aquí en las oficinas de la Comisión. Se comentaron los aspectos técnicos que nosotros detectamos aquí con nuestros equipos y ellos fueron muy abiertos, muy honestos, para transmitirnos las explicaciones y hacer los ajustes correspondientes para llevar a cabo bien esta evaluación. Entonces el que nosotros hayamos detectado esta gran colaboración que tuvimos con la gente de Pemex, en especial con el equipo del ingeniero Jorge Morales del activo de explotación AS-02, que es aguas someras 02 de PEP, todo su equipo tuvo esa disposición. Apoyaron para llevar a cabo este análisis del proyecto y creo que es algo que tenemos que pensar acá, aunque presionemos un poco más al equipo de extracción, el equipo legal, el equipo de economía, a estar motivando a que podamos tener mejores análisis con todos los operadores.

Si estamos buscando eficiencia para la ejecución del proyecto obviamente cubierto con todo el marco legal, tenemos que cambiar la manera en la que estamos trabajando. Sí se hicieron todos los documentos que son necesarios para formalizar el expediente de todo este análisis, pero también se tuvieron comunicaciones muy abiertas bajo el tema de comparecencias también donde me apoyó o nos apoyamos mucho el Comisionado Pimentel y yo para poder estar en esas comparecencias como lo marca la ley. Entonces ahí con esos digamos trabajos donde nos metimos muchos o nos involucramos mucho para sacar este proyecto, creo que esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

práctica se puede replicar. No sé si en todos los proyectos, pero ahorita les voy a decir por qué a este proyecto le metimos este esfuerzo con las siguientes láminas que voy a presentar. Se va a la siguiente por favor.

Bien. Este proyecto su posicionamiento en tema de reservas es el número ocho en reservas del crudo o de aceite de 2P, pero además también es el décimo lugar en petróleo crudo equivalente de las reservas de gas. Y si nos vamos a la siguiente, también vamos a ver que Xanab actualmente es el tercer productor de hidrocarburos en el país. Detrás de Maloob, detrás de Zaap, ya se posiciona Xanabt, pero aparte este campo es de aceite súper ligero y además representa el 8.2% de la producción nacional. Hoy o actualmente produce 164,000 barriles por día, que representan ese 8% y que para el promedio o el cierre de este 2017 piensa en promedio diario anual 162,000 barriles por día. Es un campo súper campeón. Un campo que ahorita van a ver las siguientes gráficas que ya dejaré que hable el equipo técnico para que muestre el análisis. Yo estaré complementándolos. Pero van a ver que este proyecto es creo que de los mejores proyectos que hemos recibido aquí en la Comisión. Con los trabajos que se han hecho se han acelerado actividades. Sabemos también que se ha incrementado la producción, se ha administrado la producción, han ido aprendiendo, han ido conociendo y por eso es la razón en la cual vienen a esta modificación. Y además todavía tiene prometedoras metas este campo, es un campo que hay que cuidar y bueno, ya al final estaré dando un poco más de conclusiones.

Pasaría la palabra al equipo técnico de extracción, que son los que se encargaron de coordinar el trabajo entre las diferentes direcciones generales, nuestra área regulatoria, nuestra área de economía y bueno, muchas más personas que seguro trabajaron aquí para poder acelerar este trabajo, este análisis que ahorita que nos van a presentar a detalle nuestros equipos. Adelante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Jefe de la Unidad Daniel Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias Comisionado ponente. Gracias. Precisamente previo a lo que acaba de comentar el Comisionado Gaspar, nos gusta pensar en este proyecto como un piloto que nos permite poner



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a prueba precisamente las modificaciones a los lineamientos en favor de optimizar los tiempos, de ser más efectivos y eficientes en este tipo de resolución. Entonces además de lo que ya explicó el Comisionado sobre la importancia y posicionamiento del campo Xanab a nivel nacional en ese 8.2% de la producción, tiene otras características que me gustaría resaltar.

Por ejemplo, es un campo que tiene una alta presión y una alta temperatura. ¿A qué me refiero con alta presión? Pues que son arriba de los 1,000 kg/cm² y en tema de temperatura pues está arriba de los 160 grados centígrados. Entonces son retos adicionales que se tuvieron que considerar y contemplar para el análisis técnico que vamos a presentar. Resalto que el área de Xanab en el Jurásico Superior Kimmeridgiano es de 18 km² y en la parte de Cretácico de 30 km². Mencionaba las presiones y temperaturas y los factores de recuperación que se muestran en la tabla del 22.1% y 7.8% son con base a la producción acumulada y estimada al cierre de este año. Pasamos a la siguiente lámina por favor.

Ya entrando en materia sobre la modificación y justificación de este Plan de Desarrollo, Pemex nos presentó el comportamiento de sus yacimientos y el análisis (esta revisión) sugiere que la estructura del campo es mayor a la estimada en el año 2014. Y todos los estudios de procesado sísmico Azimutal permitieron tener una mejor definición de la configuración estructural de esta asignación, la 0369. Como pueden ver, aún sin entrar al detalle y sólo esquemáticamente, pueden ver que el cubo sísmico que se tenía, que está del lado izquierdo, tiene algunas áreas en color rosa que eran identificados como domos salinos. Ya en el cubo sísmico que está del lado derecho ya se puede ver una configuración estructural completamente diferente, limpia, más amplificada y sobre todo identificando los diferentes puntos de las fallas. En la tabla derecha se encuentra la evolución del volumen de aceite y gas natural. En color verde se muestra la parte de aceite para el Jurásico y para el Cretácico y en la parte roja igualmente el gas Jurásico y Cretácico. Con una estimación repito cuantificado para lo que es lo del 2018.

En la siguiente lámina están los perfiles de producción e inversiones de este campo para ambas formaciones, tanto Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico y esto es porque las inversiones que vemos en color naranja – las barras representan inversiones – y su escala se lee del lado derecho. Las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversiones están en millones de dólares, así como la Np se lee en la escala del lado derecho. Y del lado izquierdo podemos ver la producción de aceite en miles de barriles por día, así como el número de pozos. Pueden observar que las inversiones en color azul eran las que estaban previstas para en Ronda Cero, estas barras que estoy señalando en este momento. Las inversiones reales están en color naranja y son estas que estoy mostrando en este momento.

Entonces pueden ver, les voy a pedir que se enfoquen en el recuadro que está en el lado superior derecho, que la producción acumulada – gracias – estimada o prevista en Ronda Cero era del orden de los 220 millones de barriles en volumen. Hoy día la producción acumulada real es de 244. Pueden ver que desde el punto de vista producción ya el campo Xanab ha cumplido con la propuesta en a penas, en al menos los primeros años. El plan modificado total la promesa es de 481, esto es duplica la propuesta. Y se puede ver en la Np la barra original es esta azul y la barra del plan modificado es la de color verde que estoy señalando en este momento. Y en la parte de inversiones, el proyecto consideraba en Ronda Cero 2,014 millones de dólares. Perdón. Actualmente las inversiones ejercidas son de 1,397 y el plan modificado espera alcanzar los 3,238. Más adelante mostraré las inversiones como están distribuidas.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si me permites ahí un comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Por ejemplo ahí en esta gráfica lo que intentamos mostrar es que este yacimiento o este campo con sus dos yacimientos en un periodo de 10 años o más de 10 años iba a recuperar 220 millones de barriles de aceite. Y esto lo logró en menos de tres años. Entonces este campo al ver había cumplido en menos de tres años lo que se esperaba en 10 la pregunta inmediata fue: "Oye, ¿cómo lo están explotando? No vaya a ser un tema de sobre explotación". Se analizaron esos ritmos de producción de cada uno de los pozos y es algo que van a poner adelante.

Vemos que las inversiones andan del orden, son las actividades que también adelante van a ver, pero de entrada empezábamos a visualizar que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

este yacimiento o este campo con sus dos yacimientos cuando se propusieron en el año 2014-2013 para Ronda Cero tenía una promesa de valor para alcanzar esos 220 con 2,000 millones de dólares en 10 años alcanzar ese valor. Ya lo alcanzó con 1,397 millones y todavía tiene una promesa de ir por más valor. Entonces obviamente saltó la preocupación, "¿a qué ritmo los estamos explotando? ¿Cómo los estamos viendo?" Y es algo que continuará ahorita explicando nuestro titular de Unidad de Extracción.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Nada más para tener claro el tema de inversión. La inversión real quedamos que era la barra naranja, ¿no? Que en el año 2016 pues claramente fue el doble de lo programado en Ronda Cero. Pero luego justo en los números del cuadro de la esquina superior derecha dice que en Ronda Cero son 2,200, pero lo real es prácticamente 1,000 millones menos. No me cuadra el tema.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esas tres naranjas. Esas tres naranjas son estos 1,300. Si le vas sumando esas naranjas lo gris.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ah, es que Ronda Cero es todo, es a lo largo de la asignación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Todo lo azul, todas las barras azules. Barras azules es 2,214. Barras naranjas son 1,397. Barras naranjas más barras grises 3,236.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ok, perfecto. Muchas gracias. Listo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Bien. El perfil de producción ya específicamente para la parte del Jurásico Superior Kimmeridgiano está mostrada en la lámina, es muy similar a la anterior. Las inversiones recuerden se vieron por proyecto total, por eso estaban en la lámina anterior. Y aquí vale la pena resaltar. Específicamente para la parte de Kimmeridgiano, en Ronda Cero la producción acumulada promesa era de 187 millones de barriles. La real es 212 y todavía hay una promesa de 367 millones de barriles en el plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificado. Es importante, y ahorita vamos a ver el detalle, aquí ya la total de los pozos previstos para ser perforados ya se realizaron. Entonces en el Jurásico específicamente vamos a ver las recomendaciones que son más sobre la administración del yacimiento. Pasamos a la siguiente lámina.

Entonces derivado precisamente de esta revisión, análisis y discusiones que se tuvieron con sesiones en las que estuvieron presentes dos Comisionados como lo establece el reglamento, se hizo la solicitud de la modificación del plan de desarrollo que presentaron originalmente mediante estas recomendaciones de lo que utilizamos como metodología, que es el dictamen preliminar. Al respecto Pemex propone la atención. Aquí ya estoy mostrando la propuesta de Pemex, aunque platico cuál fue el requerimiento. Se le pidió para específicamente el tema de Kimmeridgiano hacer una exploración al campo mediante un esquema de vigilancia continua y estrangulamiento de pozos. Y ese es precisamente el compromiso de Pemex cuidando una tasa de producción cercana al gasto crítico – y ahorita mostraré de qué orden estamos hablando – para así evitar la conificación de agua, el traer esa producción que una vez que surge ya no permite la extracción de hidrocarburos en esa zona. Asimismo, se compromete a hacer una actualización del modelo dinámico del yacimiento Xanab en la parte del Jurásico. Esas son las dos recomendaciones que se hicieron durante sesiones y he aquí la propuesta de Pemex.

En la siguiente se ve una evolución. No es necesario entrar a todo el detalle. Basta decir que del lado izquierdo se ve el gasto real, esta sería la parte de gastos reales, y el eje de las equis se vería el gasto crítico. Pueden ver que estos son los gastos iniciales. La primera tabla muestra la ubicación de los pozos – del Kimmeridgiano repito – y que estaban en esta magnitud. Todos los que estén cercanos a la línea punteada significan que están más cercanos a lo que debe ser el gasto crítico esperado o recomendado. Entonces en la siguiente se puede ver cómo se hizo un primer ajuste ya resultado de las primeras revisiones y en octubre se empezó a hacer un acomodo, una revisión de estos pozos sin detrimento de la producción que este campo aporta. O sea, se revisaron cada uno de los pozos. La entrada de unos no significó un incremento en volumen de producción, simplemente fue para apoyar la decisión de empezar a acomodar los gastos de cada uno de los pozos mediante la estrangulación. Y finalmente en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

noviembre, observen apenas han pasado un par de meses, ya pueden ver una tendencia de todos los pozos del Jurásico Superior Kimmeridgiano muy cercanos a lo que debe ser la explotación en gasto crítico. ¿Algún comentario adicional?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, si no hay comentarios o preguntas. Doctor.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que ha servido muy bien el ejemplo como para recordarnos que estamos en un universo probabilístico. Estamos en un universo con una incertidumbre muy grande y donde la única manera de reducir la incertidumbre pues es realmente tener más información. Entonces a medida que sigue progresando la extracción, cada vez tenemos más información y eso nos lleva a que podemos estar produciendo nuevos programas de extracción y que tenemos que ser muy rápidos para procesar eso. Porque obviamente nos va a pasar muchas veces, tanto en el sentido positivo como el sentido negativo. Pero yo creo que es importante ponernos en esa situación. Si se descubrieron cosas, si sabemos más, hay un nuevo programa y hay que aprobarlo o rechazarlo o analizarlo muy rápidamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, de hecho doctor eso fue lo que hicimos. Si se fijan esta, voy a platicar un poco más de la gráfica, porque hablamos de gastos críticos, etc., pero a lo mejor hay que creo yo aclarar un poquito más. Lo que nosotros llamamos gasto crítico es aquel ritmo de producción al cual puedo extraer el volumen de los pozos evitando que jale agua, que haga un cono y que jale agua y que empiece también a producir agua. Esos datos dependen del espesor, de la profundidad donde esté el contacto, de las permeabilidades, de muchas cosas de alta incertidumbre como bien lo anotas doctor. Entonces cuando Pemex con su personal de esta subdirección van produciendo los pozos, hacen sus cálculos de gasto crítico, les ponen el ritmo real y se dan cuenta que pudieran algunos bajarle y algunos subir la producción.

Si ve este pozo por ejemplo, el Xanab-12, tiene un ritmo de producción que está en menos de 5,000 barriles. Pero ya cuando ven que le pueden subir



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un poco más, su ritmo de producción lo pueden incrementar. Pero también hay pozos que están arriba de lo que ellos han calculado del gasto crítico con todas esas incertidumbres y los llevan a los datos de gasto crítico que deben ser con la finalidad de evitar la producción de agua.

Sabemos que en este negocio petrolero el querer producir agua pues no es negocio, sino que tenemos que poner una planta, separarlo y son costos adicionales. Entonces los técnicos que están administrando este yacimiento hacen estos análisis con esa información que van teniendo, con esas mediciones de producción que van haciendo en sus pozos y van haciendo los ajustes de ritmos de producción.

Lo interesante de esto es que ven oportunidades de algunos pozos que pueden incrementar producción y otros que hay que ajustar para evitar la conificación del agua. Sin embargo también hay incertidumbres en el tema de dónde puede estar el agua, a qué profundidad, etc., y requieren de un monitoreo, que son cosas que nos va ahorita a mostrar nuestro titular de Unidad para otro de los yacimientos de Xanab. Pero efectivamente, se va conociendo información, se van haciendo los ajustes necesarios y como bien dice doctor, unos son para bien, otros para mal en el tema de que a lo mejor nuestro proyecto no produce lo que deseamos. Pero en el caso de Xanab hasta hoy ha demostrado que tiene gran potencial y ha cumplido las metas que se propuso en 2014 con la información que tenía en esa época.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Retomo la presentación, gracias por sus comentarios. Y eso nos va a servir precisamente de preámbulo para lo que es la otra parte de Xanab, que es el Cretácico. Pasa a la siguiente por favor.

Ah, antes de pasar a Cretácico en la siguiente lámina se ve el cronograma para la actualización del modelo dinámico. O sea, es una realidad y ya hay un programa de trabajo para este modelo y la fecha compromiso es que esté disponible en diciembre de este mismo año el modelo dinámico. Pasamos ahora sí a la parte del Cretácico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y lo que bien comenta Comisionado Moreira. Bueno, aquí se ve la parte del perfil de producción específicamente del Cretácico y nuevamente pediríamos que revisáramos la tabla donde se ve que la producción acumulada para Ronda Cero era de 33 millones de barriles. En la realidad ya se alcanzó, 32 millones en la parte real. Y el plan modificado tiene una promesa de alcanzar los 114 millones de barriles como se muestra ahí.

En la siguiente lámina está de igual manera esa recomendación cuando existe incertidumbre que bien menciona. ¿Entonces qué se hizo como recomendación? Que se llevara a cabo un plan de monitoreo del avance del contacto agua-aceite en la parte Cretácica y Pemex propone instalar un sensor de fondo permanente en el pozo Xanab-1, que por cierto es el pozo descubridor, es el que tiene la mayor profundidad. Está a 6,165 metros verticales y fue perforado en el 2003. Entonces la intención es tomar información tanto de fluidos como pruebas de producción extendida para confirmar los límites del yacimiento y específicamente del contacto agua-aceite. Una vez identificado este contacto, se procederá a realizar el ajuste al cálculo del volumen original y de los gastos críticos de estos pozos, porque ahorita vamos a ver que hay mucha incertidumbre en esta parte del Cretácico. Y adicionalmente se llevará a cabo la generación del modelo dinámico del yacimiento, igual como se solicitó en la parte de Kimmeridgiano.

Les mencionaba que existe en esta parte del Cretácico una mayor incertidumbre porque en la primera gráfica se puede mostrar el gasto crítico estimado a partir de la cima del Jurásico Superior Titoniano, que está más o menos los 6,000 metros verticales. Y pueden ver que se encuentran por arriba digamos, si tomamos esta consideración de la cima del Jurásico Titoniano. Si tomamos el límite de las reservas 3P, encontramos que se encuentran ahora en esta parte, con unos gastos pues muy altos. Entonces al haber esta incertidumbre la recomendación es no aumentar la cuota de producción actual, sino proceder a estos análisis (a los tres puntos que mencioné anteriormente) antes de tomar una decisión de optimizar cada una de la producción de los pozos del Cretácico.

De igual manera en la siguiente lámina está el cronograma para la actualización del modelo dinámico y aquí la estimación de Pemex es que esté disponible en enero del 2018. Como podrán ver, ahí hay toda una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

secuencia de actividades que se deben de realizar para estar en condiciones de tener un modelo dinámico disponible para los dos yacimientos, en diciembre y en enero.

Con respecto a la evaluación económica – y ya lo anticipaba el Comisionado ponente – pues los indicadores se ven muy atractivos. Veamos la primera parte en cuanto a indicadores del plan vigente de 2017 a 2034. Esto es como se tenía previsto y había una relación VPN/VPI de 2.05 y una relación de beneficio/costo de 2.09. Por cada dólar invertido, un retorno de dos. En la solicitud de modificación, los indicadores pueden observar un incremento considerable. El de la relación VPN/VPI de 2 que estaba en el plan vigente subiría a 7.39 antes de impuestos y la relación beneficio/costo de 2 subiría a 5.22. O sea, como pueden ver es un proyecto bastante atractivo. Adelante por favor.

Este es el comparativo de la actividad física aprobada versus la ejecutada. En la parte de la tabla no voy a leer todo, solamente voy a explicar; la tabla lo aclara. Esto es lo que se tenía como plan de Ronda Cero. Había perforación, terminación y ductos y una plataforma. En la ejecución llevan 13 pozos, 13 terminaciones y han optado por hacer algunas reparaciones menores, dos mayores. El plan modificado prevé o solicita la perforación de 6 pozos más, se mantiene la necesidad de los ductos. Se adiciona un reacondicionamiento de un octápodo y además la construcción de una plataforma aligerada, así como 36 reparaciones menores. Consideran/incluyen los taponamientos y actividades de abandono.

En esta tabla se muestra la perforación de los pozos dentro de la asignación y pueden ver que aquí están cada uno de los pozos, el objetivo, las fechas. Recuerden que originalmente estaban considerados 11 pozos. Se han perforado el 12 y el 13, estos dos más, los cuales fueron autorizados, aquí están las fechas. Y al final se encuentran los 6 pozos objetos de la modificación y todos son para la formación Cretácico.

Es importante mencionar que estos análisis se tienen que hacer de manera integral, se tienen que revisar todos los aspectos. Solamente para darles un dato, el proyecto Xanab cuando lo presentaron constaba de casi 700 hojas. Ese es el volumen de información que se recibe de un proyecto de esta magnitud. Entonces se revisan todos los aspectos técnicos y uno por ejemplo que identificó el equipo es que el título de la asignación amparaba



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

únicamente actividades de extracción del Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Aquí estoy mostrando en la tabla que el Cretácico se acotaba a la parte superior. La mayor parte de la actividad propuesta cuando ya se revisó y cuando nos sentamos con el equipo técnico de Pemex, vimos que estaba en el Cretácico Medio e Inferior. Entonces hicimos esta aclaración puesto que el título solamente acota al superior Cretácico. Y entonces el 19 de octubre Pemex ingresó a SENER la solicitud de modificación para su título de asignación solicitando la inclusión de las formaciones medio e inferior.

Derivado de lo anterior y con fundamento en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos la Comisión recomienda y pone a consideración de la SENER modificar el título de la asignación para facultar a Pemex a realizar actividades de extracción en la formación superior, media e inferior del Cretácico, así como el en Jurásico Superior Kimmeridgiano. Proceso que en este momento va a ser acompañado en el dictamen para agilidad documental digamos.

Finalmente, y que es lo que debemos de asegurar y cumplir, es lo que está dispuesto en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos donde dice que la evaluación de la modificación debe considerar la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación. Entonces hemos visto a lo largo de la presentación que se identifica un aumento del 7% adicional con respecto al factor de recuperación estimado en Ronda Cero. Con respecto al aprovechamiento de gas y los mecanismos de medición de producción de hidrocarburos, pues Pemex continuará operando al amparo del séptimo transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. Esto es, el objeto de la modificación de plan de desarrollo es la actividad física, los pozos que ya he mencionado. Y por lo tanto el aprovechamiento de gas y los mecanismos de medición se mantienen al amparo de este séptimo transitorio.

Y en cumplimiento al artículo 39, que se debe de cuidar el desarrollo del potencial petrolero del país, bueno, hemos podido mostrar y constatar que se están mostrando registros geofísicos, pruebas PVT consideradas, las pruebas de producción que mencionamos, las recomendaciones realizadas y la solicitud de actualización de los modelos dinámicos. Entonces consideramos que cumple. Sobre el factor de recuperación, está para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte de aceite un incremento del 29.6% del plan vigente a 36% en la modificación propuesta. Y en la parte del gas iría de 27.6% a un 37.4%. Con respecto a la reposición de reservas, se incrementan de 149.5 a 237 en el periodo 2014 a 2018 y en lo correspondiente a gas de 104 a 158 miles de millones de pies cúbicos en el mismo periodo.

Con respecto a utilización de tecnología, lo comenté en el artículo anterior, pero igualmente se menciona. Se identifica el aumento en el volumen original, reservas y factor de recuperación. Asimismo de acuerdo con la relación beneficio-costos de los principales indicadores económicos, el plan se lleva a cabo con un beneficio de 5 veces los ingresos sobre los egresos. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Durante la vigencia del plan se perforarán estos seis pozos, realizarán dos reparaciones mayores, se construirán dos ductos, una plataforma y un reacondicionamiento de un octápodo, y lo cual promueve el desarrollo de las actividades de extracción.

Finalmente, con base en la información presentada, la Dirección General de Dictámenes encabezado por Julio emite su dictamen técnico favorable a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la asignación A-0369-M-Campo Xanab. Le cedo la palabra para cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, bueno, Presidente, Comisionados, Comisionada. Derivado del análisis técnico que hizo el equipo, ponemos a consideración la aprobación de la modificación del Plan de Desarrollo de Extracción de esta asignación Xanab. Y pues ya lo dije pero creo que vale la pena repetirlo, agradecer al equipo de extracción, al equipo de evaluación económica, obviamente a nuestro equipo del jurídico. Y también a nuestros equipos que no están en esta dependencia, pero es la Secretaría de Economía y la Secretaría... perdón, y la ASEA, que son las que nos dan opinión sobre el tema ambiental. En el tema ambiental para Pemex nos dice que su sistema de administración de riesgos está aprobado, está en algunos ajustes, pero digamos pueden avanzar. Dado que puede avanzar porque está haciendo actividades petroleras. Y la Secretaría de Economía en el tema del contenido nacional nos señala que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es factible llegar al porcentaje de contenido nacional de esta asignación como nos lo ha hecho en diversas asignaciones petroleras. Y bueno, obviamente a mi compañero Comisionado Sergio Pimentel que también nos acompañó en las comparecencias para ver este tema. Y obviamente también a todo el personal de Pemex que estuvo aquí aguantando todo el bombardeo de preguntas que les hicimos y que sensibilizamos. Creo que llegamos a hacer una buena sinergia por la importancia que tiene este proyecto para el país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. No sé si hay algún comentario. Yo también quisiera agradecer al equipo y felicitarlos a usted Comisionado Franco y al Comisionado Sergio Pimentel, por supuesto al jefe de la Unidad Daniel Mena y a todo el equipo.

Este es un buen ejemplo (este dictamen) de un buen ejercicio del regulador frente a la empresa petrolera. Y me parece que este fue el primer caso en donde hicimos uso de esta atribución en regulación Secretaria Ejecutiva de generar un dictamen preliminar. Es decir, antes de llegar a esta propuesta, al Órgano de Gobierno con esta propuesta de dictamen conforme lo establece la regulación de la CNH, hubo un dictamen preliminar que se hace del conocimiento del regulado – en este caso de Pemex – en donde se le hacen observaciones previas. Y estas observaciones previas ingeniero Daniel Mena me parecen que fueron particularmente tres, en donde se le señalan mejoras que debe de hacer al plan. Uno tiene que ver con lo que ustedes llaman el nivel de gasto, que para el resto de los mortales es el nivel de producción, y que tiene que ver con el estrangulador en los pozos para asegurar que el ritmo de producción sea el adecuado. Esa es una recomendación. Quisiera ahorita que las puntualizara.

Está la otra de perforar para encontrar el punto del contacto, la línea de contacto agua aceite. Y entiendo que hay otra. Me gustaría repasar, si usted nos puede repasar cuáles fueron las observaciones en el dictamen preliminar y que Pemex adoptó e incorporar en el plan.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo ha mencionado claramente. La primera fue la explotación adecuada cuidando el estrangulamiento de los pozos para tener una tasa de producción cercana al gasto crítico esperado y que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

precisamente técnicamente explicaba el Comisionado Gaspar que evita la conificación del agua al aporte de los fluidos. La siguiente recomendación y que se hizo para las dos formaciones Jurásico Superior Kimmeridgiano y cretácico fue la actualización de esos modelos. Y lo que reflexionaba el Comisionado Héctor Moreira. Al no tener información se solicita de manera inmediata que se haga una revisión de los modelos y eso permite tomar las siguientes decisiones. Y pudieron ver que algunas fueron inmediatas, en el término de dos meses se empezó a ver. Y tenemos además el escalonamiento en el futuro de lo que van a hacer con respecto a los demás pozos.

Y en la parte específicamente del Cretácico hay una recomendación adicional que es precisamente tomar las acciones para identificar dónde está, dónde se espera el contacto agua-aceite. Entonces la propuesta es tomar el pozo de mayor profundidad, que en este caso es Xanab-1, e instalar un sensor de fondo permanente que permita este monitoreo precisamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más subrayarlo. Esto es importante para que podamos nosotros en la Comisión y por tanto Pemex monitorear que la explotación tiene un ritmo adecuado y evitar una conificación, que significa que el agua tenga un movimiento e invada los pozos. Comisionado Franco.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Correcto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho Presidente son dos formas: Jurásico y Cretácico. En el Jurásico ya terminaron de perforar todos los pozos que hasta ahora con toda la información que tienen dicen que son necesarios. Y ahí se veían perfiles de producción altos, algunos pozos arriba del gasto crítico, otros abajo. Se hicieron esos ajustes. Ya se tiene un perfil para el futuro escalonado vigilando que no se vaya a conificar los pozos y esto fue recomendación de la Comisión en su dictamen preliminar. También ahí se pide que hagan el modelo estático y dinámico que va a ayudar a representar mejor las condiciones o a simular condiciones de explotación diferentes para ver cómo se comporta este yacimiento Jurásico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la parte del Cretácico no se tiene identificado dónde está el agua. La gente de Pemex prudentemente hace una suposición de dónde pudiera estar el agua y calcula sus gastos críticos. Pero dada la incertidumbre de que no sabemos dónde está el contacto se propuso inicialmente que hubiera un pozo que pudiera monitorearse ese contacto de agua. Y en algunas ocasiones se comentó hasta de perforarlo. Pero platicando con ellos, y viendo la información que tienen de pozos, se identificó un pozo que se puede recuperar, que es un pozo más profundo en el cual le pueden poner un sensor y con eso monitorear y hasta se optimizan costos. Esto lo interesante de la sinergia entre los equipos técnicos del regulador y el regulado, porque el regulador pudo haber dictado "quiero que perfores un pozo y lo monitorees", cuando del otro lado pueden tener una opción más económica y más rápida para empezar a monitorear la información.

Y también obviamente en este Cretácico falta la perforación de seis pozos más. Lo que se les está recomendando y lo tienen ya plasmado en su programa de producción es que no lo exploten arriba de los gastos críticos. Y también que generen ese modelo dinámico que nos va a ayudar después a simular los comportamientos que tendría este yacimiento derivados de un ritmo de explotación o de una estrategia. Entonces esas son las recomendaciones que se hicieron en el dictamen preliminar y que fueron muy bien recibidas por los equipos técnicos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Fueron recibidas por Pemex.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque ya es un diálogo más directo en esas comparecencias, en esas reuniones de trabajo, que solamente estarnos mandando documentos. Sí se hizo el documento, se deja formalizado todo el expediente, pero también hay un intercambio en el cual creo que tanto Pemex y nosotros aprendemos muchas cosas. Nos ponemos en las diferentes posiciones con la finalidad de echar para adelante proyectos que son de interés para el país al final.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Es buen ejercicio en el corazón de nuestra responsabilidad como reguladores petroleros, ¿no? Recordemos que el yacimiento es de los mexicanos y es responsabilidad de la CNH asegurarse que su explotación es la más eficiente. Pues felicidades Comisionado Franco, Comisionado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sergio Pimentel, al ingeniero Daniel Mena, jefe de la Unidad de Extracción, a todo el equipo. Ingeniero Julio Trejo, muchas gracias por su trabajo. Y bueno, nuestro reconocimiento a Pemex que incorporó estas observaciones en el dictamen preliminar para tener un mejor aprovechamiento de este yacimiento. ¿Algún otro comentario colegas? Bien, Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Les hago la propuesta de acuerdo. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción tercera y 44, fracción segunda, de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción segunda, inciso f, del Reglamento Interno de la CNH, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la asignación A-0369-M-Campo Xanab.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, yo tengo una pregunta aquí nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿se aprueba la modificación y la recomendación que hace el equipo técnico de modificación de la asignación ahí mismo?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es. Dentro de la misma resolución que se aprobaría y se formaría por ustedes viene esa recomendación a la SENER.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. O sea, pero es parte de...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es parte de la resolución.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, muchas gracias por la aclaración. Muy bien, entonces creo que ya levantamos la mano.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.59.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.

ACUERDO CNH.E.59.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente a la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

II.3 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0027-M-Campo Arroyo Prieto, A-0036-M-Campo Bacal, A-0235-M-Campo Nelash y A-0339-M-Campo Tiumut a un Contrato para la Exploración y Extracción.

SAFETY

SAFETY

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

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

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Presidente, compañeros Comisionados. Este tema que les vamos a presentar, este sí es una solicitud de migración que hace Pemex. Pemex todas las asignaciones que la SENER le otorgó en el año 2014 él puede tomar – él, me refiero al operador petrolero Pemex – la decisión si quiere migrar a un contrato. Es decisión de la empresa productiva del Estado el proporcionar o proponer la migración de algunas de sus asignaciones a un contrato petrolero. En este caso ellos están haciendo la solicitud a la SENER sobre la posibilidad de migrar estas asignaciones petroleras a un contrato y la SENER está pidiendo nuestra opinión técnica sobre la conveniencia de llevar estas asignaciones petroleras a un Contrato de Exploración y Extracción. Entonces yo le dejaría la palabra al equipo técnico para que haga la presentación. Si, la migración que desea Pemex es para tener un socio que le ayude a realizar las actividades de exploración y extracción de aquí. Y de hecho aquí está plasmado en la lámina que estamos presentando.

SAFETY

SAFETY



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias por la precisión.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No más para entender bien. ¿Están migrando cinco asignaciones a un sólo contrato?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No están migrando. Están solicitando...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, perdón, están solicitando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.-...migrar a SENER. SENER comparte su proceso, le pide la opinión a la CNH para que nosotros veamos la conveniencia de migrar estas cinco asignaciones – perdón, cuatro – a un Contrato de Exploración y Extracción.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Como paquete.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Como paquete.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ingeniero Daniel Mena por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Y precisamente iniciamos presentando una lámina que no voy a leer, sólo voy a hacer referencia puntualmente a cuáles son los artículos del marco normativo para la solicitud de una migración. Entonces la Ley de Hidrocarburos referencía en el artículo 12 y el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos en su artículo 29, fracción segunda, muestra precisamente los puntos que se deben de considerar. Asimismo, en el artículo 30 está contenido. Y aquí solamente llamaría su atención sobre el último párrafo en el que dice que la Comisión emitirá su opinión – o sea, a la SENER –, una opinión técnica sobre la procedencia de dicha migración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los antecedentes. En agosto Pemex hace la solicitud a la SENER sobre la migración con socio y a partir del 10 de agosto en que SENER solicita a esta Comisión la opinión técnica nosotros hacemos/iniciamos la revisión de la información. Se solicita algunos datos adicionales, algunas aclaraciones. Finalmente, este proceso que se lleva en dos ocasiones termina el 17 de octubre donde la SENER remite la información solicitada a esta Comisión.

Para resaltar y clasificar este paquete o clúster como se le denomina Bacal-Nelash está constituido de cuatro asignaciones: Arroyo Prieto, Bacal, Nelash y Tiumut. El total de estas asignaciones son 117.24 km² y se encuentran en el estado y municipio entre Tabasco y Veracruz. La vigencia es de 20 años a partir del 13 de agosto del 2014 y estamos refiriéndonos a un aceite con una densidad entre 30 y 40 grados API. Solamente para ubicar precisamente a qué nos estamos refiriendo con estas asignaciones, que por cierto están a unos 70 km al Sureste de Coatzacoalcos en el Estado de Veracruz. Pasemos a ver cómo están los escenarios.

En barras de color azul se muestran las inversiones. La más clara es las inversiones consideradas en Ronda Cero y estamos haciendo para poder realizar el comparativo a partir del 2018 y en adelante. Las barras en color azul marino son precisamente la parte de la propuesta de inversiones en la migración y hay unas barras muy claras sobre color gris que muestran la inversión base. ¿Qué es lo que muestra esta primera parte de inversiones? Que hoy día no se están haciendo inversiones importantes en esas asignaciones. Dadas las condiciones de asignación presupuestal que tiene Pemex, estas han quedado realmente al margen y solamente están dando continuidad operativa y eso se complementa con la parte de los perfiles de producción que realmente pues ya solamente es el mantenimiento propiamente.

Entonces si volteamos a ver ahora la producción acumulada, la primera línea en gris sería la Np base y en la parte punteada está la producción acumulada considerada en Ronda Cero y la propuesta de migración sería la línea continua en color oscuro. El recuadro de la parte superior derecha dice que básicamente si no se hace una migración de estas asignaciones la expectativa es solamente obtener 1.6 millones de barriles, que es precisamente esta gráfica. Ronda Cero tenía una promesa de 12.37 y la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

migración sería del orden de los 12.2. Entonces el no hacer una migración pues sería una pérdida de oportunidad.

De igual manera, están mostrada las gráficas para la componente de gas. Si no se realiza una migración pues iríamos por esta producción de gas base de 3.3 que es la gráfica en gris y cuya lectura es del lado derecho. La parte de Ronda Cero era esta parte punteada, que por cierto consideraba algunos pozos con alta RGA, que ya en la propuesta de migración ya no están incluidos y entonces la migración queda con una promesa de 35 miles de millones de pies cúbicos.

Dado que este clúster o este paquete Bacal-Nelash es de campos maduros, solo se contempla la reclasificación de reservas. Y en el horizonte 2018-2035 el escenario de migración considera un volumen a recuperar de 12.2 millones de barriles y 35 BCF o miles de millones de pies cúbicos, que representan el 88% de la reserva remanente 3P de aceite y 96.7 de la reserva remanente de gas. En el caso – reitero – de no realizarse la migración, se dejarían de producir del orden de los 10.6 millones de barriles y 31.7 miles de millones de pies cúbicos con respecto al escenario base. Y eso es lo que está en la tabla comparativa de volúmenes a recuperar donde está Ronda Cero, la propuesta de migración y la condición base que es la que tenemos en este momento.

Con relación a los gastos, costos e inversiones, la primera gráfica muestra los gastos de operación. Se puede observar una reducción de los 274 a los 207. Ahorita explico a qué obedece. En el escenario base, estos gastos de operación son del orden de los 40 millones de dólares. Y en la parte de inversiones, que es esta gráfica inferior y del lado derecho el resumen de todo el horizonte, hay igual una disminución, una optimización entre el escenario de Ronda Cero con el escenario propuesto para la migración. Aquí es importante mencionar que este escenario de Ronda Cero pues incluye los años en que fue autorizado Ronda Cero, que es 2014, 2015, 2016 y 2017. Por eso hay una mayor inversión considerada en ese escenario. Y para la migración se ha hecho una optimización, es más eficiente las inversiones que se revisaron. Incluso hay más pozos – ahorita vemos la actividad – y una estación de recolección que estaba prevista y que se mantiene. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mencionaba que la actividad física en un comparativo de Ronda Cero, migración y base muestra que había consideradas 8 perforaciones. La migración contempla o considera 19. Se incrementa el número de reparaciones mayores consideradas, el de menores disminuye ligeramente pues hay una compensación, se revisa. Pero se incluye la totalidad de taponamiento de pozos en estas asignaciones.

Derivado del análisis técnico se concluye lo siguiente. La migración representa mayores beneficios en términos de producción de aceite y gas con respecto al escenario base, que es el escenario que le llamamos continuar la inercia. La migración permitiría el aprovechamiento de las reservas existentes evitando la pérdida de oportunidad que implicaría la continuidad de operación en las condiciones actuales. Debido a que dos campos del clúster son considerados como maduros, las actividades físicas planteadas en el escenario de migración permitirían la reclasificación de las reservas. Las inversiones y gastos de operación se prevén adecuados para el proyecto presentado por PEP y resultan coherentes para el desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico en el escenario migración. Con base en lo anteriormente mencionado, nosotros consideramos o presentamos una opinión técnica favorable a la solicitud de migración. Le cedo la palabra al Comisionado ponente.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias. Bueno, con el análisis realizado por el equipo, nosotros estaríamos poniendo a su consideración la aprobación de esta opinión sobre la conveniencia de migrar estas asignaciones a un Contrato de Exploración y enviar la opinión a la SENER y ellos ya estarán haciendo todos los trámites/procesos correspondientes para poder conseguirle a un socio a Pemex si se da el caso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Colegas? Comisionado Acosta por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Primero me gustaría hacer un comentario de forma. A lo largo del dictamen se hace la mención de la expresión "clúster", que es una expresión que como ya lo dijo en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alguna ocasión el Comisionado Moreira, no está previsto ni en ley ni en reglamento ni en ninguna norma. Entonces yo lo que recomendaría es que no tomáramos esta expresión para ir la repitiendo como si existiera formalmente. De hecho, en alguna parte del dictamen hace referencia a conjunto de asignaciones, sin necesidad de utilizar esta palabra que en el futuro yo creo que puede confundir a quien lea los documentos al tratar de entender desde el punto de vista de un glosario legal que es a lo que se hace referencia.

Luego tengo una duda. Cuando decimos Ronda Cero, ¿a qué exactamente nos estamos refiriendo? O sea, ¿qué es? Estas por ejemplo en cuanto al volumen de aceite a recuperar. Cuando decimos Ronda Cero, ¿qué es lo que realmente nos estamos refiriendo? O sea, ¿es el plan de desarrollo aprobado para Ronda Cero?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante por favor. ¿Quién toma la palabra? Comisionado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí Comisionado. Cada una de las asignaciones petroleras solicitadas o cada campo que solicitó Pemex con base en el sexto transitorio del Decreto Constitucional, ahí ellos presentaron su solicitud de campos y al lado de esa solicitud venía un plan de desarrollo para ese campo donde tenían que demostrar que tenían la capacidad técnica, financiera y de ejecución y que lo iban a explotar de manera eficiente y competitiva. Entonces ese plan se aprobó en aquellas sesiones de Órgano de Gobierno para dar la opinión sobre las asignaciones que debería mantener Pemex. Parte de ese plan, sobre todo las inversiones y la actividad están plasmados en cada una de las asignaciones petroleras, pero sí, está soportado en un plan que en aquella ocasión sirvió de soporte para la solicitud de las asignaciones petroleras de Pemex.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Eso me lleva a la siguiente pregunta. ¿Cuando hablamos de proyecto o lo que le llaman aquí "base", estamos hablando de lo que realmente se está haciendo?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Estamos hablando de lo que realmente se hizo del 2014 al 2017 y con eso que se hizo o no se hizo lo que se proyectaría si continuamos haciéndolo como se viene haciendo. Por eso es que Pemex dice, "yo prometí esto en Ronda Cero" y sabemos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muchas situaciones que han sucedido del 2014 para acá como la caída del precio del hidrocarburo, recortes presupuestales, el direccionar estas inversiones por parte del operador petrolero a proyectos más rentables, tomar decisiones estratégicas dentro de su empresa. Entonces ellos dicen, "lo que yo ya no he podido hacer en estas asignaciones son los perfiles de producción que tengo ahí – que le llaman "base" – y mi proyección si no migro sería lo que presento en la base". Por eso es que dice, "migrando mira lo que yo pudiera hacer". No alcanza lo de Ronda Cero. Si te vas a la gráfica por favor para demostrar, hacerlo más gráfico. Esta de aceite.

Esta acumulada que ven aquí, esta rayita, es lo que ya él alcanzaría a hacer sin socio. La raya es... ¿Cuál es? ¿La continua Ronda Cero cuál es?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Esta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La punteada? Esta punteadita es Ronda Cero y la negra continua sería si migra. Si nos vamos a la tabla un poco más fácil es: En Ronda Cero queríamos recuperar o querían recuperar 12.37 millones de barriles de aceite. Si no migra va a recuperar 1.6 y si migra llega a 12.2. Estrictamente no es igual, pero realmente de aquí a 40 años todo puede suceder con todas las incertidumbres que tiene un proyecto petrolero. Pueden ser que consigan un operador con buena tecnología que vea otras cosas, interpretaciones, tomen información, etc. Entonces esto es lo que representa Comisionado el que no migrara. Dice Pemex, "con lo que ha venido pasando los años anteriores, yo llevo una actividad que me va a dar esta acumulada de producción al final. Si nos vamos a su perfil de producción, la producción de este campo la estaría cerrando en el 2020, 2022.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. Sí, me queda claro. Lo único que me genera un poco de duda es que realmente el único documento formal, el único acto formal que tenemos para comparación es el plan de desarrollo, no tanto lo real. Yo creo que tenemos que hacer un esfuerzo para explicar eso en el dictamen, porque lo que nos pide el reglamento en el artículo 29 es hacer un comparativo y ese comparativo creo yo que tiene que realizarse respecto de algo que formalmente haya autorizado esta CNH, no de algo que esté sucediendo. Y en base a eso tratar de justificar una conveniencia, porque me queda claro que es conveniente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

autorizar la migración, pero debemos dejarlo más claro de por qué estamos haciendo esta comparación no con el acto formal que nosotros mismos aprobamos, sino con una realidad que se debe a circunstancias ajenas a la autorización.

Luego también en relación con la incorporación de reservas, se dice aquí claramente que no hay incorporación de reservas, cuando es uno de los requisitos a evaluar para efecto de autorizar o mejor dicho para dar opinión sobre la procedencia de la migración. Habíamos ya considerado en alguna otra resolución que la reclasificación de reservas se considera también un incremento o una incorporación de reservas. Yo creo que este argumento resulta más válido que el que se está incluyendo en el dictamen y que se deriva de una interpretación que hace la SENER y que dice respecto a las asignaciones de extracción que "dado el grado de madurez de los proyectos no sea técnicamente viable la incorporación de reservas, se evaluará la reclasificación de reservas como elemento para determinar la conveniencia de la migración para la nación". Es decir, como que está dejando de lado el inciso b de la fracción segunda del artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos para dar un nuevo requisito, cuando el requisito es incorporación de reservas. Más bien lo que deberíamos de hacer es decir que técnicamente sí es viable considerar la reclasificación como una incorporación en razón de que si se pasa de una reserva de 3P a una 2P o a una 1P pues hay un incremento obvio de estas dos últimas. ¿Sí? Entonces esa sería mi recomendación.

Y por último una última recomendación en cuanto a la conclusión a la que llegamos como Órgano de Gobierno. Aquí opinamos como favorable la migración, opinión favorable. Y la opinión favorable no es precisamente lo que nos pide la ley o el reglamento. Más bien lo que nos pide es determinar si se considera procedente. ¿Sí? Entonces yo creo que la redacción correcta más que opinión favorable debería de ser: "En razón de la conveniencia para la nación – que fue lo que evaluamos – expresado en el presente dictamen, esta Comisión considera procedente la migración de las asignaciones A, B y C (que en este caso son tres, perdón, cuatro) a un Contrato de Exploración y Extracción. Esos serían mis comentarios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Coincido con las observaciones. ¿Les parece bien colegas que las incorporemos? ¿Si?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, lo dejamos más claro en el documento, pero en la gráfica que yo mostraba de la producción se ponen los tres escenarios. O sea, sí se pone el de Ronda Cero, se pone el de si migra, que esos son los que estrictamente deberíamos de revisar, pero se pone la situación actual como referencia. Y es digamos un poquito – si te regresas una más – a mostrar de que si no se hace nada nos vamos a quedar aquí. Y, digo, si algo pasó acá atrás, tendríamos que ver en el tema de administración y seguimiento de las asignaciones lo correspondiente. Pero digamos sí tratamos de comparar esos tres escenarios y obviamente respetando el de Ronda Cero que es nuestra base para hacerlo.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Presidente.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, precisamente a eso me refiero. O sea, hacer esta liga de por qué no estamos tomando en cuenta el documento formal aprobado por esta Comisión, que es Ronda Cero. Más que Ronda Cero es el Plan de Desarrollo original y creo que la interpretación que debemos hacer pues es en positivo para efecto de beneficio de la nación. O sea, no atar la imposibilidad de llevar a cabo una migración sólo porque el documento original resultó que choca con la realidad de las condiciones económicas y de mercado que actualmente tiene Pemex y que tiene en general el sector.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, estas cuatro asignaciones, estos cuatro campos, tuvieron modificación al título de asignación. ¿En ninguno de los cuatro hubo modificación al plan?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.-
Realmente no hemos tenido modificaciones de estos planes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, está el documento
que en realidad no era un plan, sino era un documento que le llamamos
soporte de decisión.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.-
Así es, los DSDs que se tuvieron cuando se planteó lo de Ronda Cero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces no hay algo
intermedio que se pueda considerar como de base.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.-
No, no hay algo intermedio. De hecho si recordamos en sesiones pasadas
la primera modificación de planes de desarrollo que tenemos empezó con
Rabasa. La segunda que tenemos al día de hoy es Xanab.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Ok, gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera aquí sumarme a
los comentarios del licenciado Héctor Acosta en dos sentidos. Yo creo que
la empresa cuando cambian las situaciones tiene dos alternativas. Una es
venir y decir, "quiero una aprobación de un cambio de mi Plan de
Desarrollo dado que no se está cumpliendo X, Y y Z condiciones o he
encontrado estos problemas". O migrar hacia – lo que nos están pidiendo
ahorita – hacia un contrato. Entonces yo creo que esta decisión es una
decisión de la empresa y esa decisión pasa por la autorización de SENER.
Pero creo que para nosotros entender bien lo que está pasando desde el
punto de vista de la empresa es: Dado lo que ha pasado en términos de
cambios, la empresa no tenía más que esas dos decisiones y está tomando
la decisión de migrar hacia un contrato. Entonces creo que esa es un
poquito la lógica que está muy basado junto a lo que vimos anteriormente.
Están cambiando las situaciones, está cambiando la información, debe
haber un nuevo plan. Pero ese nuevo plan lo están haciendo a través de
una migración, lo cual está perfecto y es una decisión de la empresa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por otro lado también quisiera sumarme en cuando a la parte de probabilidad. Cuando tú estás en un negocio que tiene una enorme incertidumbre, pues realmente lo que te sirve para tomar decisiones es el valor esperado. Entonces el valor esperado de una reserva 3P pues es mucho menor que el valor que el valor esperado del mismo número en una reserva 1P. Entonces hacer una reclasificación se traduce de manera inmediata en más reservas reales para la nación mexicana.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, en relación con lo que está comentando el Comisionado Moreira, les comento que pues estas solicitudes que ha hecho Pemex – bueno, SENER a través... No, no, no. Pemex a SENER y SENER nos pide la opinión – son parte del plan de negocios que ha presentado Pemex y publicado. Estos forman parte de la fase 1 de los llamados farmouts chicos, que son los campos maduros y que tiene pensado Pemex proponer migración de 163. ¿No? En este caso tenemos varias asignaciones que irían a un solo contrato. Forman parte de esta primera fase.

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

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.59.003/17

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 y con base en el documento de análisis presentado, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignaciones A-0027-M-Campo Arroyo Prieto, A-0036-M-Campo Bacal, A-0235-M-Campo Nelash y A-0339-M-Campo Tiumut a un Contrato para la Exploración y Extracción.

II.4 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de la Asignación A-0187-M-Campo Lacamango a un Contrato para la Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría 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 PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Comisionado Presidente, compañeros Comisionados, quisiera presentarles ahora el caso de Lacamango. Lacamango es un campo maduro terrestre con producción de aceite y gas asociado a yacimientos convencionales. Es uno de estos campos maduros. Inicia su producción en mayo del 73, tiene 44 años de vida, y en el año 77 presentó su producción pico de 5,000 barriles diarios de aceite. A la fecha se han extraído de este campo 43.6 millones de barriles, lo cual representa un factor de recuperación del 31%. En este escenario de migración que pensamos que es un escenario realmente loggable, donde se presenta al Órgano de Gobierno una opinión sobre la parte de migración y en el escenario que se presenta se plantea recuperar el 87% de la reserva remanente en un horizonte de tiempo del 2018 al 2042. Como ven ustedes es una cosa bastante positiva. Y a continuación me permito solicitar al maestro León Daniel Mena, titular de la Unidad de Extracción, que nos presente el resultado de su análisis técnico para fundamentar la opinión de la CNH con respecto a esta migración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y atendiendo inmediatamente la primera recomendación del Comisionado Héctor, es la procedencia.

De igual manera recibimos la solicitud de migración con socio por parte de SENER. O sea, el trámite inicia con Pemex-SENER el 3 de agosto. El 10 solicita la SENER a esta Comisión la opinión técnica. La verdad la interacción ha sido continua sobre este tema porque pues son las primeras migraciones en este tipo de asignaciones y condición en la que están específicamente. De hecho, voy a hacer un paréntesis aquí.

Derivado de estas revisiones, que pueden ver que fue una interacción continua y frecuente, la SENER va a tomar algunas acciones. Está escribiendo alguna guía precisamente para clarificar muchos de los puntos que atinadamente puntualizaba el Comisionado Héctor. Entonces finalmente el 23 de octubre la SENER envía a la Comisión Nacional la información y solicita esta opinión de procedencia.

Sólo para puntualizar las características principales de la asignación A-0187-M-Campo Lacamango, resalto que está ubicada en el municipio de Moloacán, en el estado de Veracruz. Es una asignación de 16.26 km². El aceite es de densidad en grados API 27.5 (grados API) y actualmente tiene 16 pozos perforados, de los cuales 11 están produciendo y 5 cerrados.

Con respecto a los escenarios base e incremental de aceite de la asignación Lacamango, de igual manera en barras podemos ver las inversiones en azul claro las referidas a Ronda Cero y en azul marino las propuestas como inversiones para la migración. Se puede observar inmediatamente que sí hay un incremento con respecto a la propuesta de Ronda Cero en relación a las inversiones. Y con respecto a la producción acumulada base – que es la línea la primera de abajo hacia arriba, que es esa gris – pues solamente hay una expectativa de 0.68. Aquí es importante mencionar que al igual que las asignaciones anteriores solamente están considerando en la producción la declinación del campo. Solamente están haciendo las actividades de mantenimiento necesarias para mantenerlo y las inversiones pues han sido las mínimas precisamente para dar continuidad. Y pues eso se refleja en una Np del escenario base de 0.68. La línea punteada, que es la de en medio, representa la Np de Ronda Cero que habla de una promesa de 1.09 millones de barriles. Y aquí pueden observar que en este caso de Lacamango sí hay un incremental, hay un delta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

considerable en el escenario migración que asciende a los 2.84 millones de barriles.

En la parte de gas de manera muy similar, la Gp, la producción acumulada de gas en la parte esperada que es el escenario base o el escenario de inercia que es solamente la continuidad, es esta línea. Sería de 0.48 miles de millones de pies cúbicos. El escenario de Ronda Cero es la punteada y es de magnitud de 1.83 miles de millones de pies cúbicos y el escenario propuesto en la migración es un poco mayor. Hay un delta y representa 2.01 miles de millones de pies cúbicos. Aquí en la gráfica se puede ver el comparativo del escenario Ronda Cero, el escenario migración que es la propuesta y la condición actual que tiene esta asignación.

Entonces tomando los comentarios. Efectivamente cuando se tiene una condición de un campo maduro, es viable la reclasificación de las reservas, tomando en cuenta los comentarios que ya nos compartió el Comisionado Héctor. Y en el horizonte 2018-2042 el escenario de migración considera un volumen a recuperar de 2.84 millones de barriles y 2.01 miles de millones de pies cúbicos que representan el 86% de la reserva remanente de aceite y el 87% de la reserva de gas. El no realizar la migración pues puede representar una pérdida de oportunidad al dejarse de producir del orden de magnitud 2.16 millones de barriles y 1.56 miles de millones de pies cúbicos tomando como referencia el escenario base. Y bueno, la tabla comparativa menciona precisamente estos valores.

Con respecto a los gastos, costos e inversiones, aquí mencionaba al inicio que los gastos de operación son del doble. En Ronda Cero eran 20.54 (millones) de dólares y la propuesta del escenario de migración asciende a 43 millones de dólares. La parte de inversiones, que se suman gastos de operación y de inversión, igualmente se ve incrementado más del doble, de 22 a 48 millones de dólares. Y esto es por la actividad – adelante – que se muestra en esta tabla al lado derecho inferior, donde la actividad se ve incrementada en la propuesta que hacen para la migración de cero a tres perforaciones, de 8 a 14 reparaciones mayores, de 12 a 48 menores. Hay un esquema obviamente aquí de reparación de sus pozos. Y el taponamiento de 34 a 19. Adelante por favor.

Derivado de este análisis realizado, la migración pues obviamente presenta mayores beneficios en términos de producción (de aceite) y gas con respecto al escenario base que es el escenario inercial. La migración



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

permitiría el aprovechamiento de reservas existentes evitando la pérdida de oportunidad en relación a los volúmenes a recuperar. El campo Lacamango es maduro. Las actividades físicas planteadas conducirían precisamente a una reclasificación de reservas y las inversiones y gastos de operación se prevén considerables/ade cuados para el proyecto presentado por PEP. Con base en lo anteriormente mostrado, consideramos procedente la solicitud de migración de la asignación A-0187-M-Campo Lacamango. Y quedo atento a cualquier comentario u observación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Mena. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Bueno, yo quisiera insistir en lo que comenté en relación con la aprobación del punto anterior. Damos por hecho en el dictamen, y mi comentario va con el esfuerzo de poderlo expresar de mejor manera. Damos por hecho en el dictamen que existe algo en alguna regulación, en alguna disposición administrativa, que se llama escenario base. Y no existe. O sea, eso no existe. Lo estamos aquí tratando de identificar para poder hacer estas comparaciones.

Lo que yo propondría es que hiciéramos un esfuerzo para reconocer que la actividad actual de Pemex, o sea, la situación real actual de Pemex es a lo que le estamos llamando "escenario base". O sea, para no dar por contado pues que todos sabemos qué es el escenario base. Porque cuando alguien revise este documento y vea que hicimos la comparación en base a un escenario base, va a irse a consultar qué es el escenario base. O sea, qué fue para la Comisión el escenario base, dónde está descrito, dónde está conceptualizado. Si expresamos en el dictamen que la situación real de Pemex es que nunca llegó al escenario proyectado y aprobado en su plan de desarrollo y que esta es la realidad y que a partir de ahí es benéfico para la nación realizar la migración me parece que seríamos más claro y sería más fácil explicar por qué esta Comisión está dando su visto bueno para que la SENER autorice la migración. Solamente eso. Quizás porque ya nos acostumbramos a utilizar este lenguaje y para nosotros no es desconocido, pero creo que abonaría mucho en que expresáramos pues que escenario base nos estamos refiriendo a la situación simplemente a la que ha podido llegar Pemex con sus capacidades técnicas o financieras.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me parece muy bien. Comisionado Acosta. Disculpe usted, disculpe usted. Querida Comisionada doctora Alma América, disculpe usted.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con mucho gusto. Perdón.
COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor disculpe usted.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quería hacer un comentario y en realidad podría ser válido para el punto anterior. Aunque yo sé que estas asignaciones están referidas a campos de extracción, en todos estos casos únicamente se está tratando de migrar el yacimiento correspondiente al que se está produciendo. Creo que las lecciones aprendidas que se han tenido, inclusive el mismo Pemex, ha dado pie a que se da mayor interés en una posible licitación cuando se da la columna completa. En todas estas áreas se tiene también del lado de Pemex asignaciones de exploración en estas áreas. O sea, en casi todos estos campos le corresponde también a Pemex tener asignaciones de exploración en estas áreas, por lo cual no sería tan difícil que se pueda dar una migración tanto de los campos como del área exploratoria. Y en ese caso sí se podría hacer una posible incorporación de reservas, cumpliendo cabalmente lo que dice el artículo 29.

Entonces como recomendación a mí me gustaría que pudiéramos decir que para hacer estas áreas... Sobre todo, en esta es una sola asignación la que estábamos viendo. Es un sólo campo. Es mucho más pequeño el recurso que se tiene. Pues para hacerlo más interesante podría ser la columna completa considerando desde luego la asignación de exploración correspondiente, ¿no? O sea, para poderlo hacer más atractivo y podría ser una recomendación técnica que se le podría hacer también a SENER dándole el valor correspondiente a ese recurso prospectivo posible.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver si entendí. Ahorita en la migración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más se da el yacimiento correspondiente al campo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, bueno, yo me sumo a la recomendación de la Comisionada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y perdón, no lo hice en el anterior, pero creo que en todos sería mucho más atractivo para un posible contrato tener la columna completa. ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo... Nos sumamos, ¿sí? Entonces esa sería una recomendación importante en todos los casos. Muchas gracias doctora. Comisionado doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que lo que tenemos que tomar en cuenta es lo siguiente. O sea, si con esta opinión nuestra finalmente SENER toma la decisión de autorizar la migración, finalmente va a haber una licitación y va a haber un ganador y ese ganador va a ser el operador que va a regresar con nosotros con un plan de producción. Entonces el plan de producción real no es el escenario de migración, es la expectativa de Pemex. El plan realmente va a ser el nuevo plan que el contratista ganador venga a la CNH ahora sí a proponer.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo. Muy bien, ¿alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.59.004/17

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 y con base en el documento de análisis presentado, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de la Asignación A-0187-M-Campo Lacamango a un Contrato para la Exploración y Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.5 Opinión a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de migración de las Asignaciones A-0292-M Campo Rodador y A-0092-M Campo Cinco Presidentes a un Contrato para la Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Daniel Mena, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. El marco normativo solo para estar acorde es la Ley de Hidrocarburos, artículo 12, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos como se ha mencionado en su artículo 29 y en su artículo 30.

Con respecto a los antecedentes, se han llevado al mismo tiempo que los dos casos presentados anteriormente. El 23 de octubre la SENER remitió a esta Comisión la información y solicitud de opinión.

Con respecto a la identificación del conjunto de asignaciones Cinco Presidentes, esta se encuentra a 40 km al este de la Ciudad de Coatzacoalcos con una superficie de 167.1 km². La vigencia igualmente 20 años a partir del 13 de agosto del 2014. Y en cuanto al tipo de hidrocarburo para la parte de Campo Rodador es de 29.4 grados API y para Cinco Presidentes de 32 a 33.6 grados API.

En las gráficas de escenarios comparativos entre Ronda Cero, migración y lo que le denominaré la situación real que es reconocer la condición, me voy a ir inmediatamente a la tabla comparativa. La condición actual de Pemex si no se le hacen inversiones es solamente la continuidad, la declinación de estos dos campos. Y la promesa es solamente 5.7 millones de barriles. El escenario de Ronda Cero preveía 21.5 contra el escenario de migración que ofrece, tiene una promesa de 30.9 millones de barriles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como podrán ver, en esta incluimos la parte de producción para que se pueda visualizar en tonos verdes (el área verde) como ha sido el comportamiento y lo que se prevé precisamente en este escenario.

En la parte de gas, el área amarilla representa el escenario de migración y la tabla permite el comparativo entre Ronda Cero, migración y la situación actual, situación real de Pemex o de PEP en el paquete Cinco Presidentes. Y era de 10.1 en el caso situación real si no se hace la migración, Ronda Cero la promesa era de 36.8 y migración – escenario migración – 42 miles de millones de pies cúbicos.

En la siguiente lámina solamente me voy a referir a que en el horizonte 2018-2052 el escenario de migración considera un volumen a recuperar de 30.9 millones de barriles y 42 miles de millones de pies cúbicos que representan el 90.35% de la reserva remanente de aceite 3P y el 87.8% de la reserva remanente de gas. La tabla comparativa muestra precisamente estos datos.

Con respecto al escenario de gastos, costos e inversiones, aquí quiero hacer mención que hay una componente en el escenario de migración en este periodo acumulado del 2030 al 2052 y es precisamente el número de reparaciones mayores que incrementan en su propuesta y que ahorita voy a mostrar los datos específicos pero que ascienden a más del orden del 200 mayores. El gasto de operación se ve incluso menor con respecto al considerado en Ronda Cero y las inversiones igualmente bajan de 627 millones de dólares a 532 como parte de la propuesta en el escenario de migración en el que optimizan, revisan y hacen una propuesta un tanto diferente en la actividad física que se ve en la lámina siguiente.

En esa tabla en Ronda Cero había una propuesta de 8 perforaciones. El escenario de migración considera 12. Las reparaciones mayores mencionaba que se incrementan de 130 a 200. Es una estrategia diferente de revisar precisamente la condición y la formación es explotar en cada uno de sus pozos, por eso se van a las mayores. Las menores las reducen de 183 a 13 y el taponamiento de pozos de 163 a 135.

La migración obviamente presenta mayores beneficios de reconocer esa situación real actual de Pemex en la parte de aceite y gas. Con respecto precisamente es solamente dejar la continuidad y la declinación de estos yacimientos. Y la migración permitiría el aprovechamiento de las reservas existentes evitando la pérdida de oportunidad. Son campos maduros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Rodador y Cinco Presidentes, por lo que las actividades planteadas permitirían la reclasificación de estas reservas. Y las inversiones y gastos de operación consideramos son adecuados. Con base en lo presentado y las consideraciones mostradas, presentamos/solicitamos una (opinión). Perdón, consideramos la procedencia de la solicitud de migración de las asignaciones A-0292-M- Campo Rodador y A-0092-M-Campo Cinco Presidentes. Quedo atento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas Comisionados, Secretaria Ejecutiva, está a su consideración. Creo que aplican los comentarios del Comisionado Acosta que hemos todos respaldados y los de la doctora Alma América que todos igualmente hemos respaldado.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto. Voy a hacer las precisiones en los dictámenes y en las resoluciones correspondientes sobre la recomendación a la SENER.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hacemos extensivas ambas observaciones, ¿sí?".

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.59.005/17

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 y con base en el documento de análisis presentado, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0292-M Campo Rodador y A-0092-M Campo Cinco Presidentes a un Contrato para la Exploración y Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:50 horas del día 16 de noviembre de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Novena Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva