Comisión Nacional de Hidrocarburos

# ÓRGANO DE GOBIERNO

## CUADRAGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

## ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:45 horas del día 5 de septiembre del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, la Comisionada Alma América Porres Luna, y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2016 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 220.1884/2016, de fecha 2 de septiembre de 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de privada, con fundamento en el artículo 110, fracción VIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Antes de iniciar la sesión la Secretaria Ejecutiva informó que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, por lo que, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente había designado a la Comisionada Alma América Porres Luna para que presidiera la sesión.

A continuación, la Comisionada Porres 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, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

**Orden del Día**

**I.- Aprobación del Orden del Día**

**II.- Asuntos para autorización**

II.1 Asistencia Técnica a la Secretaría de Energía para la selección de Áreas Contractuales de la Tercera Licitación de la Ronda 2.

**II.- Asuntos para autorización**

**II.1 Asistencia Técnica a la Secretaría de Energía para la selección de Áreas Contractuales de la Tercera Licitación de la Ronda 2.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Maestro Christian Uriel Moya García, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Entre mayo y junio se acuerda conformar aparte de la Ronda 2.2, la Ronda 2.3.

La Ronda 2.2 está enfocada a empresas de tamaño mediano a grande por el área superficial que se le está otorgando y por el volumen y número de campos que se incluyó dentro de la Ronda 2.2. Y que a parte de esa Ronda 2.2 se diseñara una Ronda dirigida a compañías principalmente mexicanas de menor escala que pudieran participar en la Ronda 2.3.

Para eso, SENER nos da criterios a seguir que incluye que los bloques sean de aproximadamente 200 kilómetros cuadrados, considerar las áreas que ya se venían trabajando desde enero, desde principios de este año, considerar áreas incluso de la Ronda 2.2, evitando tomar las mejores áreas que se habían previamente seleccionado para la Ronda 2.2 y pues nosotros tratáramos de balancear tamaño de los bloques de acuerdo al tipo de hidrocarburo y al número de campos existentes.

Y finalmente el 27 de junio SENER nos solicita asistencia técnica para la integración de las áreas de la 2.3.

Este mapa muestra digamos todo el pentágono de áreas que se diseñaron para de ahí conformar primero la Ronda 2.2 y posteriormente de ahí también analizar las mismas áreas para formar la 2.3.

Derivado del análisis que se hizo para la Ronda 2.2 se propusieron bloques en Burgos y bloques en Cuencas del Sureste. Entonces, ahorita vamos a revisar cómo a partir de esta propuesta se determinó cuáles van a ser las áreas para la Ronda 2.3.

SENER nos envía la propuesta inicial tomando en consideración ese catálogo que se había definido en un principio de donde la Cuenca de Burgos se seleccionaron cuatro clústeres de exploración y extracción, uno en Tampico Misantla, uno en Veracruz y cinco en las Cuencas del Sureste. Estos cuatro que se encuentran en un área entre tabasco y Veracruz estaban originalmente considerados como una Ronda de exploración para la Ronda 2.2. Sin embargo, se tomó la decisión de poner áreas de exploración también para empresas mexicanas y ajustando el área, al tamaño de área, a ese enfoque que se quería llegar a empresas más pequeñas, por lo que se hicieron aproximadamente 200 km cuadrados.

Entonces, esta es la propuesta inicial que se envió a CNH en donde a partir de aquí se revisaron varios factores y se consideraron algunas mejoras con base en la información disponible y algunos ajustes a los bloques inicialmente propuestos, como propuesta de arranque para esta Ronda de licitación.

Esta propuesta inicial se compone de 11 áreas, donde incluye 18 campos para la extracción. Entonces, de los 4 clústeres propuestos en la provincia de Burgos, el primero incluye estos tres campos de extracción, donde al analizar la situación geográfica y la distribución o expresión superficial de los campos, se observó que algunos de estos pozos pues quedan fuera del área contractual, por lo que existe una posibilidad alta de un eventual proceso de unitización en esta área.

Derivado de este análisis y considerando que dada la complejidad geológica en el área de Burgos, la distribución irregular de los yacimientos con respecto a las amibas originalmente propuestas por Petróleos Mexicanos y la distribución además de las asignaciones circundantes para los bloques de exploración, pues este proceso de unitización es inevitable.

Entonces, en ese entendido la propuesta que se hizo revisando nuevamente la configuración de estación de este clúster es incluir un campo que se encuentra al norte, que se llama Carlota, y extender la superficie del área de 79 a 99.2 km cuadrados.

Esto con la intención de agregar un volumen adicional del campo Carlota en donde de los dos pozos que se identificaron que quedan fuera del área contractual, uno se encuentra taponado y uno todavía no se tiene información. Entonces esta propuesta se discutió y se decidió ajustar el bloque.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bien, Ahí – perdón – ¿cuál es una razón para no otorgar en el área contractual, no otorgar todo el campo?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- ¿Cuál campo?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El Carlota.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- El Carlota.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Es una asignación de PEMEX y corresponde a otro campo. Pues la extensión de la asignación que se le dio a PEMEX en Ronda Cero abarca parcialmente con el este campo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- La delimitación que estaríamos haciendo del área contractual, la propuesta del área contractual, es la delimitación del área de asignación.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Entonces, la frontera...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que comentaba CNH hacia SENER es busque incluir en las áreas contractuales.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. La idea, una de las ideas, bueno, una de las soluciones a este tipo de problemática que se ha observado mucho en Burgos es: uno, que se lleve a negociar la modificación de las asignaciones conjuntas, esta es una idea para abarcar correctamente la distribución de los campos. La otra...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón Christian, la pregunta es: ¿Si quedó dentro de la propuesta?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Si, es una consideración que se tomó para la asistencia técnica.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Que se modifique el área de asignación.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Si.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Para poder extenderla y que abarque todo.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Para poder extenderla y que abarque los campos que estamos relacionados con esta propuesta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pero a la hora de nosotros delimitar la propuesta de áreas contractuales, ¿la limitación viene como estamos viendo en esta gráfica?.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- La propuesta original era diferente. La propuesta original es esta. Entonces, lo que nosotros hicimos es ajustar lo mejor posible dentro del área que es del Estado – sin por ahora meternos a la asignación de PEMEX – el área disponible que permitiera abarcar la mayor parte de lo que hasta ahora conocemos como la expresión superficial de los campos.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ok, pero lo que comenta el comisionado es que adicional a esto, en nuestras recomendaciones pudiera extenderla nada más para cubrir estos dos.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- O dos, o dejársela, modificar la asignación para darle todo Carlota a PEMEX o darle todo Carlota al particular.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, dado que los campos que están marcados en amarillo son campos que PEMEX, digamos, no manifestó interés en ellos, son campos que están en el área que están, vamos a ponerlo así, y PEMEX no tiene interés en tener actividad dentro de estos campos.

Entonces, aquí un problema que en realidad lo arrastramos de PEMEX es de que PEMEX dio lo que le llamamos amibas, que vamos a decir es todo el contorno del campo, porque aquí no están las estructuras precisamente si no son los contornos de campos, que contienen todos los pozos que se están trabajando en el yacimiento aquí para cada uno de los campos. Al momento de graficar y revisar el tipo de trabajo, como estarían los pozos de este campo y los pozos de este campo, igualmente, se da cuenta que hay pozos que están traspasando la frontera a las asignaciones de PEMEX. PEMEX, digamos, tampoco lo visualizó de entrada, porque en teoría si lo hubieran visualizado de entrada, pues estas áreas pertenecerían al Estado.

Entonces ahorita, digamos, si se está pidiendo la selección de un área que pertenece al Estado pues es normal. Vamos a ponerlo así, es el contorno rojo. Pero la recomendación sería que se haga modificación en tres asignaciones de Petróleos Mexicanos para que de inicio pueda estar... que no lo quieren los campos, los pozos.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Entonces, este es uno de los bloques más complicados en el sentido de que existen pozos fuera del área contractual de la asignación de PEMEX, que algunos de ellos si tienen producción.

Habrá que hacer ahí, si las asignaciones de PEMEX no se modifican, se tendría que hacer: Primero, dejar bien claro cuál es lo que le toca al área contractual y especificar las condiciones de los pozos que quedan fuera del área contractual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con respecto a ese bloque, la tabla, se plantea que el tipo de hidrocarburo es gas húmedo y aceite. Es el único que tiene gas húmedo y aceite, todos las demás tienen gas seco, gas húmedo. ¿Por qué mencionan gas húmedo y aceite?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- ¿En dónde?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí en la tabla, en donde esta toda la propuesta. En donde se plantea...

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Ah, pero posiblemente es la...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más por la clasificación, porque dice ahí, tipo de hidrocarburos. ¿Qué otros parámetros encontraste antes? Donde está toda la propuesta. Ahí está, mira, gas húmedo y aceite. Eso lo estamos viendo ya de una vez. ¿Porque lo hicieron así? ¿Es aceite o gas?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Este es el tipo de hidrocarburo pero prospectivo. O sea, es más prospectivo por gas húmedo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces no van a tener aceite ninguno de las campos de allá arriba?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- No. De hecho dentro de los volúmenes no hay volúmenes de aceite.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces, hay que quitar aceite.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Pero es prospectivo, gas húmedo y aceite.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero entonces por qué ponen que hay volúmenes de aceite?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Perdón. Estos campos de aquí son los que están dados de alta de extracción. Esos sí están definidos que es gas. Lo que comenta Chris, todo lo demás, ya a nivel de prospecto, quería que identificáramos posibilidades de alguno de tener aceite.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Incluso, el clúster siguiente hay campos con un poco de aceite. Por ejemplo, el campo Treviño sí tiene aceite.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, sí. Tiene aceite un poco. Pero ahí sí se ven los de extracción.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces es el único que tiene una prospectividad de aceite, podríamos decir.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Hay otros que son por gas húmedo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En todo Burgos, es el único.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Y el BG-02 pues también tendremos prospectiva de gas y aceite.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces tendríamos que especificar que es prospectividad de gas seco y aceite.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, revisamos la presentación.

Entonces, esta es la propuesta inicial para el clúster BG-02 también en la Cuenca de Burgos, el cual abarca los campos Treviño, Francisco Cano y Tundra.

En este clúster se encuentra rodeando al bloque Ricos que fue previamente licitado en la Ronda 1.3 y además derivada de la extensión observada para el campo Francisco Cano, el cual se encuentra prácticamente cortado por la frontera con los Estados Unidos, la posibilidad de que sea un yacimiento transfronterizo es muy alta. Por lo que de ser el caso, en caso que se demuestre que este campo sigue al otro lado de la frontera, por Ley pues se tendría que entrar por proceso, PEMEX participaría en por lo menos 20% de este campo.

Analizando un poco las ventajas y desventajas de que Petróleos Mexicanos tenga una participación necesaria dentro de este bloque, una alternativa es incluir el campo Francisco Cano. Que de acuerdo con los volúmenes, el mejor campo es el campo Treviño y en orden el segundo campo con mejor reserva remanente pues sería el campo Francisco Cano. Por lo que no se estaría quitando digamos el mejor campo de este clúster.

Sin embargo, analizándolo conjuntamente con SENER, este es un campo totalmente de gas. Entonces, la distribución de estos yacimientos es muy errática en el sentido de que está dominado principalmente por cuerpos de arena, que a veces son restringidos y no tienen mucha continuidad lateral. Y eso se nota por la distribución de los pozos.

Mientras que para este campo que se trata de aceite los pozos tienen un promedio más cerrado. Para el caso de los campos de gas la extensión es un poco más abierto.

Entonces, con la intención de no disminuir la materialidad o la atractividad de este bloque quitando el campo Francisco Cano, una alternativa que se analizó es un poco ajustar el límite de bloques en la frontera dejando por lo menos 800 metros de separación. Para disminuir un poco el riesgo de aquellos intervalos arenosos que estén produciendo aquí no se puedan extender más allá de la frontera.

Esto no resuelve el problema. Eventualmente, si se demuestra que algunos de estos intervalos se pasa del lado estadounidense, entonces tendría que por Ley tener una participación de Petróleos Mexicanos. Esto solamente con la intención de reducir ese riesgo, y eventualmente cuando se demuestre que alguno de esos intervalos tenga continuidad con Estados Unidos, pues tendrá que participar Petróleos Mexicanos. Entonces, esa es la alternativa para este clúster, no sacar el campo Francisco Cano, dejarlo, solamente ajustando su límite hacia la frontera con Estados Unidos.

Para los otros dos clústeres restantes en el área de Burgos, originalmente se tenían bloques de 130 km cuadrados, sin embargo, decidimos que es mejor que se extendiera un poco más el área contractual para evitar el riesgo de que las estructuras asociadas a estos campos puedan chocar. Entonces estamos dentro del criterio que nos dice SENER de 200 km cuadrados aumentando el área que originalmente tenía planeada para estos dos pozos. Aquí todos los pozos están dentro del área contractual y no detectamos algún otro problema que pudiera dificultar solventar la licitación.

Para el clúster presente en la provincia Tampico - Misantla, originalmente se tenía un bloque de 32 km cuadrados que abarcaba tres campos. Sin embargo, viendo una posibilidad de agregarle valor al área en el entendido de que estos campos presentan una alineación con la plataforma de Tuxpan. Y producen, en la parte arrecifal, existe otro play prospectivo que se llama Tamara que corresponde a la erosión de ese,

digamos, facies arrecifales. Y se extiende principalmente todo el sur del alineamiento que serían los campos.

Entonces, considerando algunos temas como distribución de las comunidades indígenas y las zonas naturales protegidas, se propone una extensión al sur para tratar de dar prospectividades exploratorias sobre esas facies de erosión del tren arrecifal que pudieran ser prospectivas. Entonces, se propone un aumento de 72.1 km cuadrados para este clúster exploratorio.

Para el área de Veracruz tenemos un clúster que abarca tres campos y donde originalmente se tenían 103 km cuadrados y de igual manera, como anteriormente lo hemos hecho, la idea es expander un poco el área hasta los límites que nos está proponiendo SENER con la idea de solventar un poco la posibilidad de encontrar prospectos interesantes dentro de esta zona.

Esta es la propuesta original, de inicio, para los cuatro clústeres exclusivamente de exploración en un área que se encuentra entre Veracruz y Tabasco, y un clúster que abarca los campos Vernet y Cafeto en las áreas expuestas.

Y proponemos una modificación a estas asignaciones con base en la información que tuvimos disponible. Primero, respecto al clúster CS-01, identificamos un prospecto interesante que se ve a norte del campo y donde de acuerdo a la información que tenemos disponible, podemos extender un poco el área del clúster para que no quede muy justo la estructura asociada a este prospecto, que dentro del bloque es el prospecto más interesante que se tiene. Hacia el sur no se puede ver esta extensión debido a la presencia de comunidades indígenas, que pueden dificultar la situación de licitación.

Para los bloques que son totalmente de exploración hay que considerar que estas áreas son relativamente poco exploradas. Tienen solamente información sísmica 2D, y como la configuración que se tenía originalmente pues resulta un poco estrecha para la distribución de las estructuras que se esperan en esta área entre Veracruz y Tabasco.

Por ejemplo el bloque Chontapa con la delimitación original del bloque, parte de la estructura queda fuera del área contractual. La idea es extender un poco el área contractual más allá de los 200 km cuadrados, es el bloque máximo de 250, pero se justifica porque la condición de baja actividad exploratoria dentro de estas estructuras.

Adicional a la propuesta inicial que recibimos aquí en CNH, después de analizar con información que tenemos disponible los ajustes a cada uno de los bloques, se realizó un análisis para determinar de los campos que tienen actualmente el Estado, cuáles de esos campos son propensos a generarles un área exploratoria adicional.

Considerando, de acuerdo con los criterios que estableció SENER, cuáles son los campos que no tienen ninguna restricción ya sea por áreas urbanas, que sean campos transfronterizos, que sean campos con problemas graves de unitización, campos con alguna restricción ambiental, que estén dentro de asignaciones de PEMEX. Al estar dentro de asignaciones de PEMEX pues no se puede dar la columna completa. O campos que presenten potencial no convencional.

De todo este universo, solamente 16 no presentan eventuales problemas para su licitación. Dentro de esos 16 nos enfocamos en los que presentan aceite remanente, los cuales la mayoría se encuentran en Veracruz. Y tomando en cuenta el mejor campo en términos de volumen, aunque se trate de gas, ya que tiene 179 mil millones de pies cúbicos de gas, es un volumen importante a considerar.

Entonces, tomando en cuenta esos campos, para todos lo que se encuentran en Veracruz, proponemos tres bloques adicionales para incluir dentro de esta licitación, los cuales no tienen ningún problema para su eventual licitación, aunque sí se identificaron algunas comunidades indígenas que pueden hacer propensos, dentro de estos bloques, la realización de consultas por parte de la Secretaría de Energía.

Sin embargo la propuesta está, estamos tomando los mejores campos de los que no tienen restricción alguna, y ya le corresponderá a la Secretaria

de Energía emitir las recomendaciones pertinentes para llevar a cabo las consultas asociadas dentro de estos bloques.

El segundo campo, más bien el primer campo considerando aceite remanente es el campo Sarlat, ubicado en las costas del Sureste, en el cual estamos proponiendo un área exploratoria adicional, que es de 175 km cuadrados y el cual tiene sísmica 3D en su totalidad. La eventualidad que notamos aquí es que hay un par de comunidades indígenas alrededor del campo y donde uno está prácticamente sobre el campo. Entonces, le correspondera a la Secretaría de Energía emitir la opinión respectiva respecto a la consulta social que se tendría que hacer en este caso.

Entonces, esta es la propuesta, cuatro clúster en exploración de Burgos con sus modificaciones respectivas, un bloque en Tampoco - Misantla, cuatro en la Cuenca de Veracruz, donde tres de estos bloques son propuestas adicionales de la CNH a la propuesta inicial que nos mandó SENER. Los cuatro bloques de exploración entre Tabasco y Veracruz, con áreas de promedio 230 km cuadrados. El clúster de exploración y extracción que incluye los campos Cafeto y Vernet de las Cuencas del Sureste y la propuesta adicional de bloques alrededor del Campo Sarlat.

Entonces esta sería la asistencia técnica que le estaríamos dando a la Secretaría de Energía, que consta de las modificaciones a la configuración inicial de los bloques, la propuesta de cuatros nuevos clústeres de exploración y extracción y pues todas las recomendaciones que hemos platicado aquí.

Es necesario que se modifiquen las asignaciones de PEMEX para tener un mejor aprovechamiento de los campos y las especificaciones a los cambios de estrategia respecto al Plan Quinquenal que tenemos.

Nada más como un análisis, dentro del análisis que se hizo. De aquellos bloques que tienen solamente una restricción, el volumen que se podría estar disponiendo el Estado para su licitación, considerando resolver algunos de estos temas. Por ejemplo la mayoría dan un volumen que no se puede dar un clúster con columna completa se encuentra dentro de asignaciones de PEMEX. Otros se encuentran desafortunadamente con restricciones ambientales importantes y la parte de los yacimientos no

convencionales. Y mientras no se tenga la regulación no se podrán licitar columnas completas que abarquen yacimientos no convencionales y además campos ya descubiertos para la extracción. Entonces, esta sería la propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionada Alma América. Podríamos regresar por favor a la parte donde tiene la gráfica de campos sin restricción. De ese análisis surgieron dos bloques adicionales, uno que incluye Nopaltepec y otro que incluye Sarlat.

Tengo varias preguntas aquí, la primera es: Manuel Rodríguez Aguilar tiene una cantidad importante de aceite, tiene 2 millones de barriles de petróleo, en volumen remante. ¿Dónde está ese campo, no sé si los tengas ubicados? ¿Por qué ese ya no lo consideramos? Sí consideramos el gas, pero el aceite ya no lo consideramos.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, al hacerle zoom, Manuel Rodríguez Aguilar está aquí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Está dentro de los que estamos proponiendo como un bloque adicional?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, perfecto. Entonces, regresamos otra vez a la lámina, eso me preocupaba. Pero entonces sí está considerado.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Todos estos...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero a ver, entonces le siguiente pregunta es: Tenemos problema con el etano. Hay una

problemática importante porque no estamos teniendo la producción adecuada para cumplir con el contrato que Petróleos Mexicanos firmó con Brasken, con este Etileno "Siglo XXI". Y ahí tenemos Macuspana. Macuspana casi es un PCE. También Santander, 1.11. Entre los dos son dos PCE. Macuspana, que ese está en la región suroeste. Pero no sé si Santander también. No sé si esos también por cuestiones de estrategia para producción de etano debamos meterlos.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Podemos proponer...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Santander dónde está? No lo ubico a Santander.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Me parece que está en el norte.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero Macuspana sí está en el suroeste. Donde estamos. Y dentro de las opciones que hemos planteado, en las conversaciones, es incentivar la inversión en Macuspana. Es más, hasta hemos hablado de un régimen fiscal diferenciado para poder motivar la producción de más gas. Pero bueno, 0.92 PCE no es algo pequeño, y está toda la infraestructura.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, podemos incluir una propuesta por esa, digamos, justificación, de emisiones de etano. Aunque sí habría que revisar composicionalmente qué tanto etano de lo, de gas se tiene ahí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es gas húmedo, es gas húmedo que tiene alto contenido de etano. Todos los yacimientos que están asociados con aceite tienen alto contenido de etano. El problema, por ejemplo, de gas seco los que están en Burgos, tienen bajo contenido de etano.

Pero si está identificado que la prioridad de aportar, pues obviamente no es la solución al problema, pero bueno, es mejor tener más producción. Mi propuesta es si consideráramos también como un área contractual adicional tal y como planteaban los dos en Nopaltepec, Sarlat y Manuel Rodríguez Aguilar, pues tuvieran al menos Macuspana. Si Santander estuviera en la región también suroeste del país, pues igual, si está en el norte pues se la dejamos fuera.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Muy bien. Sí, proponemos un clúster.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, Yo lo propongo aquí para que lo votemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo estaba queriendo determinar si esto es una propuesta que va a formar parte del dictamen, porque si no se va a ir a estudiar al área técnica, luego no se inscribe.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Como que fuera una parte del dictamen, mi propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Como la propuesta que se ha hecho anteriormente en los Órganos de Gobierno. Que son propuesta del Órgano de Gobierno y no son parte del dictamen.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Al final lo consideramos pero no lo estamos metiendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Santander si está en zona norte.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Santander no, pero Macuspana sí.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Sí, Macuspana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si tomaron nota, pero lo que se pretende Christian, es que sea una propuesta del Órgano de Gobierno y que no entre dentro del dictamen, simplemente que quede dentro del acuerdo que se está manejando en el Órgano de Gobierno.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Ok.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y por lo de la estrategia de etano.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Yo nada más quisiera hacer un comentario respecto al trabajo que ha hecho el equipo de trabajo, que por cierto es un equipo que finalmente estamos logrando que haya la parte de disciplinariedad entre la parte de la Unidad Técnica de Extracción con la Unidad Técnica de Exploración. Y creo que es muy benéfico para este tipo de análisis. Pero algo interesante es que esta propuesta ya incluye un análisis preliminar de los pozos. No sé si quieres comentar algo Pedro.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Sí, con gusto. Se realizó un análisis entre las tres áreas y también junto con SENER para tratar de evitar un poquito las problemáticas que se han presentado en la Ronda número 1.3.

Lo que se logró encontrar en esta licitación 2.3 son algunos pequeños casos en la zona norte, en el bloque 1 tenemos tres pozos de Picadillo que tienen poca producción, que caen fuera del campo que estaba mencionando Chris en su inicio. De allí en fuera tenemos cerca de 50

pozos produciendo actualmente de esta Ronda de licitación, de los cuales únicamente tres caen fuera de áreas.

También se analizó en la parte de instalaciones qué ha sucedido con... Por ejemplo se puede observar en Picadillo 111 si observamos, aunque es parte de la producción del campo Picadillo su línea de descarga está hacia el campo que está hacia un lado. Y esto es lo que comentamos al inicio. Tenemos que dejar muy en claro a las empresas que ese pozo pertenece a Petróleos Mexicanos porque está fuera del bloque, trae producción pero que no se toman en consideración para los análisis que hacen las empresas.

Del mismo modo estamos trabajando con Petróleos Mexicanos, tuvimos hace 8 días una reunión con los Titulares de Unidad y con el Director General de PEMEX Exploración y Producción para poder establecer muy explícitamente todas las líneas de descarga, instalaciones, que van a ser propias del bloque o que no son solamente del bloque, para evitar los problemas de la L02.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si hiciéramos ahí una delimitación del área de asignación de PEMEX, seguiría este contorno rojo que limita el área de los demás licitantes.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. En este momento no se puede incluir estos pozos, digamos, hacer el área roja. Porque pues lo verde, incluyendo esto, es de PEMEX. Como una recomendación si se podría decir a SENER que lo ideal para no tener esas complicaciones sería pues de que se hicieran los cambios en los títulos de asignación. Pero, digamos, en este momento el área es tal cual lo que se tiene en rojo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ahora, esto que tiene PEMEX, no sé si se referían a otros campos o solamente para esto. ¿Esto no lo quizo PEMEX para que se le asignara en Ronda Cero? Lo tiene actualmente sin haberlo solicitado. Pero no necesariamente son asignaciones de resguardo. Son asignaciones, no son áreas de resguardo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Son asignaciones de extracción.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo no sé si en la propuesta que le vamos a hacer a PEMEX somos explícitos en ese sentido de decirle, "bueno, en razón de lo que nos están pidiendo, hacemos esta propuesta, pero sería conveniente que antes de realizar la licitación se analizara la posibilidad de quitarle esta parte a PEMEX que no quiere, para que pudiera incluirse el campo completo".

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que así está dispuesto.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- ¿Pero lo dice así expresamente?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- El documento de asistencia técnica, va a tener todas las recomendaciones. Esta es nada más la presentación. Pero sí, lo vamos a incluir.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Yo nadamás compartir con ustedes en la 1.3, dentro de las conversaciones que teníamos con PEMEX, es que PEMEX nos decía, "es que yo no quiero estos pozos, ya llevénselos". Entonces, si se queda un limbo así, el problema se vuelve delicado. PEMEX no lo quiere y nosotros jurídicamente no se los puedes desintegrar. Entonces yo creo que se va a tener que hacer la aclaración expresa en la asistencia técnica, la realidad sería que coincidan las áreas contractuales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ- Sí, bueno, independientemente en que es lo ideal que coincida con el campo, lo importante es que para todos quede claro de qué lado queda la instalación o de qué lado queda el pozo. De manera que los contratistas cuando presenten sus propuestas estén considerando que eso no forma parte de lo suyo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Este es el punto, hace rato se decía: bueno, el Picadillo-111 está fuera, como uno de los tantos que están fuera. Entonces, hay que decirle al operador, al posible que va a licitar, los que van a licitar, que no lo considere.

Yo más bien digo que sí lo consideren y no por la cuestión de que la situación de un campo no es pozo a pozo. Es todo un conjunto. Si yo no considero que hay pozo fuera de mi área, y después tengo que entrar en un contrato de unitización, me va a bajar la rentabilidad. Porque qué tal si PEMEX quiere tener un equipo diferente al que yo tengo, que ya lo tengo súper eficientado. Está bien. No considero la producción del pozo, eso está claro si es lo que quiero decir. Pero finalmente tener fuera pozos significa que puede llegar a tener una reducción en mi eficiencia de costos. Y estos campos van a licencia.

O sea, a mí me gustaría como operador no tener que depender de un tercero. Porque tengo que entrar a la operación conjunta, no puedo hacerlo como yo quiera. ¿Por qué? Porque hay dos dueños que comparten el yacimiento y ese es la limitación. Entonces más bien hay que considerarlos y creo que sería como este. La red de trabajo hay que poner si es que no se llega a dar la negociación pues hay que poner explícitamente que pues se va a tener que entrar a un JOA.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Gaby, Yo estaría de acuerdo en que se quedara bien claro la limitación de cuáles pozos le corresponde a la asignación y cuál es al área contractual que se va a licitar. Si esa fuera ya la última opción, o sea, si la asignación estuviera escrita en piedra y el área contractual también, pues si efectivamente tendríamos que hacer un ejercicio de limitar correctamente.

Pero ambas tienen posibilidades, por una parte de incluirse o no en una licitación en el caso del área contractual y por otra parte en la parte de asignación están sujetas a una posible modificación. Cuál sería la complicación de por lo menos decírselo expresamente a SENER de antes de eso lo ideal sería primero modificar un área que no quiere PEMEX, que

nos llevaría a ser más eficientes, más transparentes desde el punto de vista de trabajo, con menores complicaciones, la exploración de un área que actualmente puede llevar a las complicaciones que nos está llevando la empresa.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Sí. Ahí confirmar nada más los puntos que están tocando ahorita. El grupo de trabajo que se tiene con PEMEX, SENER y CNH para poder clarificar lo mejor posible, tenemos Picadillo. Muy probablemente PEMEX va a decir, como lo ha dicho en la L3, no me interesa ese pozo, entonces en ese momento podremos entrar a modificarlo. Pero actualmente por los tiempos que se tienen para la licitación es complicado que salgamos con la mejor opción ahorita.

La opción que traemos en este momento es poner los *discleamers* (condiciones) que se tienen y durante el proceso, obviamente, lo antes posible tener el mejor acuerdo con Petróleos Mexicanos y tratar de dejarlo lo más intercalado cada una de las asignaciones para evitar unitización, unificaciones como pozos que estén produciendo fuera o dentro y también el tema de las instalaciones que ha sido un problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ya lo hemos hecho y creo que no debe de llevar mucho tiempo que se sienten y lo traten de arreglar. Creo que el tiempo no sería una dificultad. Es un quid pro quo, dame esto y en ese momento te va a pedir las cosas. Y si ese quid pro quo a lo mejor no llega a alguna postura adecuada para ambos casos entonces los tiempos nunca van a alcanzar.

Pero creo que aquí ya lo comentó nuestro abogado general, nuestro Jefe de Unidad, de la Unidad Jurídica. Me lo puede confirmar el abogado general. Que la postura es que Petróleos Mexicanos no los quiere. Entonces, también le quitamos complicaciones a Petróleos Mexicanos porque tener esos pozos, va a tener que entrar a estar invirtiendo, a lo mejor tiene dinero, no lo sé.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más para complementar. Al no quererlos, tampoco tiene considerado inversión. Entonces eso hace que esas áreas se queden como un poquito olvidadas. El interés de un JOA hace difícil el proceso.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si tienen algún otro comentario.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Bueno, en ese caso prácticamente la mayoría de los pozos están taponados o ya por taponar, en general, aunque se vean muchos afuera. Realmente, solamente son tres los que tienen producción al día de hoy, y básicamente esos serían sobre los que tendríamos que negociar. Pero a nivel de instalaciones pues producen hacia el área de PEMEX. Entonces también eso es bien importante, que aunque uno los quiera al final la producción va hacia sus instalaciones.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo tengo otra pregunta. En la propuesta y el Plan Quinquenal están identificados algunos bloques, por ejemplo el primero de ellos es el Carlos, perdón, que lo tienen identificado como un bloque de extracción. Y el identificador del Plan Quinquenal es T-2037. Pero hay algunos que no se detectó cual es la identificación. Yo no sé porque no forman parte del Plan Quinquenal o por alguna razón adicional.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Es que algunos campos no están dentro del Plan Quinquenal.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Por ejemplo de Tundra. Tundra o Llano Blanco.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- De hecho para el caso de Tundra en la propuesta inicial no venía considerado este campo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- La propuesta inicial es la de SENER.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- No se había detectado, pero con la última información que hemos tenido a partir de la revisión de todos los campos posterior al Plan Quinquenal, hemos identificado que por ejemplo este campo Tundra tiene solamente dos pozos. Al momento están taponados. Y también Llano Blanco. Ya después en una actualización posterior se identificó al Plan Quinquenal, que no se identificaron en este tipo de campos. Y algunos otros más que ya están integrados en la base.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ok. Es importante. Una recomendación para el área técnica. Precisamente ese tipo de campos que no estaban previstos en el Plan Quinquenal, que si los vamos a proponer a SENER tenemos que justificar por qué los estamos proponiendo. Porque aparecen como propuesta, pero si no venía en el plan quinquenal y no estamos como Órgano de Gobierno diciendo por qué lo estamos agregamos, pues no vamos a saber de donde salieron, aún cuando en el área técnica ya tenemos porque lo están proponiendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Alejandro Mar. Por ahí hay todo un proceso de identificación de campos, parece mentira, que en realidad el mismo PEMEX no lo tenía en su base de datos. Ahí sí corríjanme. Y han venido sumando algunos campos que en bases de datos se han venido encontrando y los pozos mismos han estado. Pero no sé si quieras agregar algo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí. Es que tenemos un inventario, hay varios inventarios. Al día de hoy se sigue haciendo lo que llama el catastro de campos. Ese trabajo ya se está haciendo con el Centro y lo está ayudando la Secretaría de Energía.

De las bases que tenemos oficiales como campos dados de alta de extracción en sistemas, muchos de ellos ya existen. Digamos, de todo lo disponible que se podría ir subiendo al Plan Quinquenal. Pero si existen algunos que en realidad prácticamente se probó que ahí existía hidrocarburo pero nunca se llevaron a un plan de desarrollo, normalmente tienen uno o dos pozos que se descubrieron pero nunca se estudiaron de más.

Entonces, lo que se está haciendo es buscar que algunos de estos campos o estas áreas identificadas puedan de alguna manera enriquecer las propuestas de exploración, y que básicamente por lo menos haya ahí la perforación de un pozo o dos que efectivamente encontraron hidrocarburos. O sea, es para darle un poquito de certidumbre.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, la respuesta corta es que en la primera base de datos no estaban todos los campos de todas estas áreas. Conforme ha pasado el tiempo se han venido identificando cada vez más campos en las áreas que se han venido incorporando y eso se va a tener que documentar.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, e inclusive yo creo que si en nuestro proceso estamos actualizando el Plan Quinquenal de forma anual, pues esas actualizaciones deberían de venir en el cambio anual que tiene el Plan Quinquenal.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Pero que además durante el proceso de selección para cada una de las licitaciones obviamente se va acortando cada día más el Plan Quinquenal, se ve de forma muy genérica.

Ya cuando uno se va acercando al término de la licitación obtenemos más información que nos permite ir acortando y dar los mejores bloques que se van a tener. También, obviamente, hay que documentar el por qué modificamos lo que estaba en la Ronda Tres en este caso, Ronda Tres y Cuatro, que la cubrimos en la Ronda Dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- A ver, en nuestra reunión de planeación yo creo que uno de los temas más importantes que tratamos fue la determinación de nuestra misión, que tiene que ver con el incremento de la producción de hidrocarburos en el país.

Yo creo que ahí se centró la discusión más importante de esa sesión. Entonces, en razón de esto creo que la conclusión fue que sí, que si iba a ser así. Entonces, en razón de esto, ¿cuál sería el impacto, el mejor escenario, en caso de que fuera exitosa la colocación de estas áreas contractuales para efecto de impactar en el incremento en la producción tanto de gas como de aceite?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Pues, bueno, en mi opinión, más o menos por las áreas en que como está enfocada esta Ronda, sería probablemente en el gas, como comenta el doctor. Para ahí solventar un poquito esta necesidad del gas. Pero realmente lo más atractivo es la parte exploratoria. Básicamente aquí lo que está buscando es un poquito como comentaba, enriquecer lo que ya produce para intentar detectar estos prospectos que ocupan las estructuras cercana o de lo de las áreas. Pero realmente hablamos de poca producción. En el Sureste hay un poco más de alguno. Lo que platicábamos ahí pegado a Vernet, Cafeto. Pero realmente son áreas estratégicas, Inclusive más pequeñas por los kilómetros que se manejan.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Si, estaríamos hablando de volúmenes remanentes de aceite en 152 millones y 700 mil millones de pies cúbicos de gas. Que están ahí, que puede variar los factores de

recuperación, pero en teoría ese es el volumen que se espera producir en los próximos años con esta licitación en específico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, es un volumen remanente y hay que aplicarle un factor de recuperación.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Un factor de recuperación. Exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Bueno, pero este es el volumen.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa es la pregunta que iba a hacer. ¿Cuánto es que van a tardar en sacar ese aceite? Si es aceite remanente es difícil, quizá estan presionados. Entonces no sé si tengamos un pronóstico de producción, que es lo que estaba preguntando el Comisionado Acosta, para los siguientes años.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Eso lo estamos generando. Ya una vez que se seleccionan las áreas a las que se les vea un poquito de potencial, con la información disponible que empezamos a tener, empezamos a generar estos perfiles. Al día de hoy ya llevamos más del 80% más o menos ya con la generación de los pronósticos. Nos falta incluir las áreas que se incluyeron adicionales que no venían, pero si eso prácticamente ya lo tendríamos.

Y otra, estamos por recibir también información adicional, mucha no es la información que tenemos disponible al día de doy aunque se identifican candidatos con lo que hay, hay que enriquecerla más. Mucha de esa nos lo va a proveer el Centro una vez que tengan toda la información pues prácticamente ya disponible para que las áreas podamos enriquecer esta propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Entonces la respuesta sería que apenas se está generando los pronósticos de producción.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, normalmente es al revés. Primero se selecciona todo, se ve más o menos el volumen remanente o el potencial que pudieran tener las áreas y una vez que ya se definen ya podemos arrancar a trabajar todo esto, y los costeos, los pozos o la rentabilidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y se va a hacer mezclado con las áreas de extracción y los riesgos que tengan.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, tenemos de Exploración, de Extracción, el área de Evaluación y Estadística, está ya el Cuarto de Datos están en todo este trabajo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Respecto a la infraestructura ¿todos los campos que están en producción, las infraestructuras serían seguir la de los ganadores de la licitación? ¿Qué se ha arreglado en ese sentido?

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Se ha platicado con Petróleos Mexicanos en ese tema, si se identifica que es únicamente servicio a ese campo, se debe de facilitar obviamente con un justo valor, que también PEMEX debe determinar. Pero también está ese tema dentro de la mesa de trabajo que tenemos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces se deberá determinar antes de que sea la licitación, no después, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Previo a que se dé la Ronda. Nosotros tenemos ya un documento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que es parte del análisis que hacen los licitantes para saber con cuanto cumplen.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Sí, se tiene un documento que está determinado previo. Hoy en día nosotros ya tenemos un documento en CNH, que comentaba la doctora, en donde tenemos que identificado cuáles son las instalaciones que hoy dan servicio únicamente al bloque que se está licitando. También tenemos identificado instalaciones que pueden ser compartidas, e instalaciones que también pasan por el bloque pero no tienen nada que ver con ese bloque de licitación. Estas tres opciones las tenemos bien identificadas, ya se enviaron a Petróleos Mexicanos para que nos haga la validación y que nos lo notifiquen vía oficial para tenerlo claro este tema.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La variación incluye el precio.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Pero eso ya sería de carácter oficial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quizás. Yo nada más por las dudas que plantee yo creo que reservaría mi voto para efectos de la aprobación.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- ¿Cómo procederíamos?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ah, le comento que por las dudas que yo he planteado, yo me reservaría mi voto. Lamentablemente el proceso no permite la abstención, entonces para efectos de procedimiento anuncio pues que mi vota va a ser en contra, aun y cuando no estoy en contra del documento. Pero como no tengo información suficiente, yo lo que haría sería pues votar en contra. Aún y cuando, cuando explico, pues, se trata más de una reserva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pudiera leer el acuerdo?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Claro. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29 fracción primera, 31, fracción primera de la Ley de Hidrocarburos; y atendiendo la solicitud de asistencia técnica de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno aprueba el documento soporte de decisión mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos recomienda las áreas contractuales para la tercera convocatoria de la Ronda Dos, conforme a los comentarios recibidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Someto a consideración el acuerdo. Sírvanse de levantar la mano.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ahora, yo lo que propondría como una opción también es que tuviéramos un documento terminado con todas estas dudas que hemos planteado y una vez que tengamos ese documento, analizarlo nuevamente. Pero solamente es una sugerencia. Porque repito, mi voto no está en contra del documento, sino que todavía tengo algunas dudas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que a lo mejor primero podríamos votar y después cuando pasen firma, en las revisiones estemos totalmente de acuerdo, que lo que dijimos esté claro.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ante de mis condiciones, yo no lo votaría. Yo preferiría que tengamos toda la información, y luego ya someterlo a voto del Órgano de Gobierno. Pero obviamente la propuesta ahí está y puede ser sometida también a votación en esas condiciones.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Hay alguna, digamos, cuestión de los tiempos? ¿Cuándo tendríamos el documento con todas estás correcciones, adehesiones, precisiones, actualizaciones?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Tendría que quedar hoy. En un rato. Para hacer todos los ajustes que se comentaron aquí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero el documento y el dictamen.

ASISTENTE ÁREA TÉCNICA.- Si, ya hablamos, y están trabajando y se han estado incorporando todas las observaciones derivado del seguimiento que han dado todas estas áreas. Al actualizarlo se tendrían que integrar todas las observaciones que se hicieron.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ahora yo no se Secretaria si tenemos que convocar a otra sesión.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Se podía decretar un receso para el día de hoy en la tarde.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Yo creo que es válido decretar un receso para hoy en la tarde.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, entonces se decreta receso."

Siendo las 10:41 horas del día 5 de septiembre de 2016, los Comisionados acordaron que la sesión entrara en receso y que reanudara sus actividades a las 18:30 horas de ese mismo día 5 de septiembre, para continuar con el desahogo del mismo orden del día y sin necesidad de mediar convocatoria o aviso alguno para la reanudación.

---

En la Ciudad de México, siendo las 18:30 horas del día 5 de septiembre del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, la Comisionada Alma América Porres Luna, y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de reanudar la Cuadragésima

Tercera Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos que había iniciado la mañana de ese mismo día 5 de septiembre y que a las 10:41 horas fue declarada en receso.

La sesión continuó teniendo el carácter de privada, con fundamento en el artículo 110, fracción VIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Antes de reiniciar la sesión la Secretaria Ejecutiva recordó que desde el inicio de la misma no había podido estar presente el Comisionado Presidente, por lo que, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, había designado a la Comisionada Alma América Porres Luna para que presidiera la sesión.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para reanudar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró reinstalada la sesión y propuso a los Comisionados que la sesión reaunudara con la exposición de las inserciones que se habían hecho a la presentación.

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

> "COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿gustan que se presenten las inserciones o algún comentario específico?
>
> COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, perfecto.
>
> COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, Maestro.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Revisando el documento, se hicieron algunas adecuaciones importantes. La primera fue dejar expresamente que es necesaria la modificación de asignaciones de PEMEX en algunos casos para abarcar la totalidad de los pozos contenidos exteriormente en una de las áreas contractuales. En el clúster de BG-01, para que se abarque la totalidad de los pozos relacionados con los cuatro campos que se encuentran dentro de ese clúster.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Podría leer los párrafos?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- A la letra dice: Esta Comisión recomienda expresamente que con miras a incluir la totalidad de los pozos correspondientes a los campos Picadillo, Carlos y Carlota, es necesario se modifiquen las asignaciones tipo A de PEMEX aledañas al clúster que abarcan los pozos en cuestión. La asignación A-0303, A-0366, A-0223 y A-111. Esto en el entendido que los campos incluidos en este clúster no fueron solicitados por PEMEX en Ronda Cero, confirmando su desinterés por la continuidad para el desarrollo de los mismos y que las modificaciones necesarias no impactan a los campos asociados a las asignaciones de extracción de PEMEX.

La modificación de las asignaciones de PEMEX para poder licitar la totalidad de los pozos asociados a los campos Picadillo, Carlos y Carlota, sin duda dará certidumbre a los potenciales licitantes sobre las propuestas económicas que eventualmente se den para este clúster y reduce el riesgo de unificación sobre campos para los cuales PEMEX no presenta interés. Este sería el párrafo aclaratorio sobre la propuesta de modificación de la asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que buscamos es que no haya unificación, o sea, no reducir riesgos sino evitar la unificación. Yo sé que finalmente puede haber otros riesgos, no, que el área quede fuera del área contractual, pero para reducir la variación, la propuesta es para evitar finalmente la unificación. O sea, no tanto es como empieza el párrafo con miras de incluir la totalidad de los pozos, sino el fondo es la modificación.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Hay ahí una cosa que tenemos que considerar para ajustar este párrafo. Y eso es que dentro de los análisis que hicimos, creo que esto ya sucedió alguna vez, este análisis ahorita se está enfocando en los intervalos productores. Sin embargo notamos en varios casos que hay intervalos productores extra más allá de los que ahorita están produciendo, en donde se contó con que la efectividad o la posible continuidad de estos intervalos adicionales pues no se limitan. Entonces, se reduce el riesgo de que eventualmente la unificación, sobre todo en la cuenca de Burgos, pues no pase.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aclaración, simplemente. No hay intervalos productores, hay intervalos potenciales.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Yo tengo algún comentario, no sé como lo vean. Me parece que nuestra atribución como Comisión Nacional de Hidrocarburaos, es opinar relacionado con el tema de una posible modificación de asignación. Aquí pareciera que lo tenemos como algo sine qua non, es decir, si no sucede está muy mal.

Aquí dice, "es necesario que se modifiquen las asignaciones". O sea, a lo mejor podríamos manejar una recomendación en lugar de una obligación. Y en el segundo párrafo dice que, "para poder licitar la totalidad de los pozos". En realidad no se licitan los pozos, sino para licitar el área contractual que contenga el campo observado. La delimitación.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí, que coincida el campo con el área contractual.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pues sí, o por lo menos que se encuentre dentro, porque en realidad no coincide con el campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- A lo mejor, bueno, en relación con los comentarios que hacía yo esta mañana, yo quisiera nada más hacer o subrayar que el documento, que ya lo estuve revisando en conjunto con el técnico, creo yo, está muy bien sustentado.

O sea, los comentarios que hice en la mañana estaban enfocados a la visión general de lo que tendría que ser la decisión para efectos de incluir bloques en una nueva licitación o áreas contractuales en licitación.

No quisiera que pareciera que fue una crítica a las áreas técnicas o a quién encabezó el estudio para efecto de hacer la propuesta, sino que yo voy más allá. Creo que desde la Secretaría de Energía no estamos mandando un mensaje de la política energética que queremos cumplir con cada una de las licitaciones y creo que eso no es una responsabilidad de las áreas técnicas. A las áreas técnicas les solicitamos determinar las áreas con ciertos requisitos y las áreas técnicas van a buscar esas probables áreas contractuales para proponérnoslas. Pero me parece que los que estamos fallando más bien son los que tenemos como atribución dirigir la política energética, por lo menos contribuir a su dirección.

Yo nada más quisiera hacer esa aclaración, porque parece que el documento no solamente está bien sustentado sino que aparte hace al final un serie de propuestas propias de la Comisión, adicionando a lo que le han denominado clúster. Entonces, quisiera hacer esa aclaración.

Ya en el sentido de la determinación de adición que tenemos que tomar, me parece que esta es la propuesta del área técnica y el Órgano de Gobierno tiene que decidir en base a esa propuesta.

Por ejemplo: Yo leyendo esto, el área técnica nos está indicando que sería conveniente que antes de hacer una probable inclusión de estas probables áreas contractuales, se analice la afectación que pudiera darse con una unitización. Entonces, yo aquí más bien lo que propondría es que la Comisión fuera más enfática, que el Órgano de Gobierno, no necesariamente el área técnica, sino que el Órgano de Gobierno fuera más enfática y digiera en concreto, me refiero a este clúster que están denominando BG-01, que incluye los campos Carlos, Llano Blanco, Picadillo y Carlota.

Que nosotros, aquí como Órgano de Gobierno, recomendáramos a la Secretatría de Energía que no incluyeran en licitación alguna estas probables áreas contractuales en estas condiciones en tanto no se lleven a cabo la modificación a las áreas de asignación, es decir a las asignaciones, al título de asignación. Porque esto nos permitiría evitar la problemática que pudieran ponerse de acuerdo con PEMEX respecto de un área en la que PEMEX no está interesado en trabajar.

O sea, PEMEX no la pidió en Ronda Cero y se le asigno de cualquier forma por parte del Estado. Es un área que no le interesa y que estamos dejando un pedacito que va a ser un área, sin duda un espacio, que va a generar problemas para los dos, tanto para PEMEX que no lo quiere como para el probable ganador de la licitación de esa área contractual, que obviamente no va a querer y al querer explotar tiene que ponerse de acuerdo con PEMEX. Y les vamos a generar problemas a los dos.

Entonces ahí sería más enfático porque lo leemos entre líneas, lo que nos dice el área técnica lo dice entre líneas, pero yo creo que nosotros como Órgano de Gobierno debemos de retomar eso y ser mas enfáticos. Es decir, que no se incluya el BG-01 por las condiciones que nos está planteando el área técnica en tanto no se realicen las modificaciones al título de asignación correspondiente contiguo de PEMEX.

Y creo yo que la misma suerte correrían el BG-02, que en el documento nos están diciendo, "adicionalmente, debido a la extensión observada para el campo Francisco Cano, la situación de los pozos perforados en el campo y la delineación de sus límites ajustados a la línea de división entre México y los Estados Unidos, la probabilidad de que se trate de un yacimiento transfronterizo es alta. En este sentido, a pesar del ajuste propuesto de los límites en el clúster, en caso de confirmarse la continuidad física más allá de la línea fronteriza del campo Francisco Cano, se tendrá que establecer una participación obligatoria de al menos 20% a favor de PEMEX".

Entonces, de entrada el artículo nos dice, "cuidado con eso, porque lo más probable es que es transfronterizo." Y vamos, estamos volviendo a lo mismo. Estamos nosotros viendo un escenario en el cual a la hora que

un área contractual sea ganada por un particular, tiene que ir a ponerse de acuerdo con PEMEX, en caso que se confirme algo que no está diciendo como altamente probable.

Entonces, así como le estamos diciendo, Oye SENER, te recomiendo que incluyas estas otras áreas contractuales, que tú mismo no nos consideraste, pero que nosotros bien haciendo un análisis habla de 160 áreas que concluye con que 16 no tienen ninguna problemática. Y de hecho de esas hacen un grupo de campos para proponérselos a SENER. Así como le estamos proponiendo algunos que estamos considerando que pudieran cumplir en el perfil de esta licitación, decide cuáles, en caso de incluirlos en la licitación, indudablemente vamos a generar problemas a quien resulte ganador y vamos a tener problemas también con PEMEX.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, quisiera... ¿estamos de acuerdo con los comentarios? Yo tendría aquí únicamente dos observaciones. La primera tiene que ver con el BG-01. Sería una recomendación la que tendríamos que hacer, así como estamos haciendo una recomendación de incluir los nuevos bloques, una recomendación de no incluir hasta que se tengan todos los campos involucrados en el área a licitar.

En segundo BG-02 la modificación que se hizo por parte del equipo de trabajo fue alejarse de la frontera, de tal manera que con 800 metros como mínimo – porque fue más de 800 metros – eso permite, digamos, con un nivel de confiablidad más o menos aceptable de decir que no va a haber una comunicación entre México y Estados Unidos. Entonces, por eso se hizo, digamos, una delimitación más hacia el sur del bloque.

Entonces, yo no sé si con la geometría que se tiene actualmente del área BG-02 nosotros tengamos que dar esa recomendación en este caso. Ese sería mi punto hacia el área técnica, como consulta. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Quizá regresando un poquito a lo que comentaba el Comisionado Acosta y dando un antecedente, porque me parece que está en discusión que tiene que ser

un resultado del área específica, como Órgano de Gobierno, estas dos consideraciones.

Y bueno, hubo reunión de trabajo en la que producimos. Eso que está en amarillo lo producimos desde la semana pasada, me parece que el viernes. Y entonces lo toma el área y lo hace suyo, y viene y lo presenta. Hubo cosas ahora en la mañana que no estaban consideradas, no se nos ocurrió en ese momento. Una de ellas fue el área Macuspana. Entonces el Órgano de Gobierno toma la postura de también proponer a la Secretaría de Energía. Entonces, son como que diferentes estrategias. Deberíamos de delimitar qué es lo que deberían de decir ellos y qué nosotros, por la reunión de trabajo. A lo mejor en la reunión de trabajo nos ponemos de acuerdo para nosotros estarlo proponiendo como Órgano de Gobierno. Ese es un punto.

En el caso de BG-02, me quiero referir al caso del BG-02, lo dijo Cristian en la mañana. Realmente no evita el problema de unificaciones. El que no perfores cerca de la frontera, si un yacimiento está conectado, sin importar donde produzcas, afecta todo el yacimiento, este a 800 a 1600.

Pero bueno, quedamos en hacer más chica el área, bajarla, hace menos problemática una situación de reclamo. Pero también recuerdo muy bien en que la reunión de trabajo preguntamos hacia cuánto que estaban produciendo esos campos. Y esos campos, tanto del lado norteamericano como del lado mexicano, tienen más de dos décadas, tres décadas posiblemente, y nunca hubo reclamo de unificación. Si no lo hubo en aquel tiempo, tampoco lo va a haber ahora. Pero de todas maneras dice, "lo recortamos a 800 metros". Parece que no vamos a tener modificación con el BG-02 y entonces llegamos a la conclusión de que sí habría que incluirlo.

Creo que lo que estamos teniendo es a lo mejor una explicación de detalle en el caso de todas las áreas, que finalmente nos llegaron con poco tiempo para poder visualizarlo.

Pero el comentario es: BG-02 con la nueva geometría contractual, parece ser que evita de alguna forma el yacimiento transfronterizo, lo que con el

área contractual de la BG-01 necesariamente tendría que haber una asociación con Petróleos Mexicanos.

Entonces, aquí la propuesta, no me gustó como está redactada, yo decía que debemos cambiar por ahí la forma de cómo está redactada el riesgo de unificación. Yo estoy con otras áreas, con otras profundidades, para que haya unificación. Entonces habría que poner que reduce, que quita el riesgo de unificación en las zonas de productoras. Porque precisamente estamos buscando que no haya unificación ahorita. Si más adelante la hay no creo que haya problema. Mi postura es que le pongamos el área y evita el riesgo de unificación en las zonas productoras. Y hasta ahí están mis comentarios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- En cuanto a los comentarios, yo entiendo que el segundo párrafo del inciso dos del BG-02, no sé si están de acuerdo en que 80 km, 800...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 800 metros.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- ¿Sería suficiente o se mantiene la situación? O sea, no se Christian, digamos, ¿es válido ese párrafo?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, es válido por la información que tenemos que los intervalos específicos que están produciendo por la configuración de los sistemas de las dimensiones. Son canales, son betas que no tienen tanta dimensión. Y además algo que decía Alex la vez pasada es que se trata de yacimientos de gas, cuya distribución creo es un poquito más abundante.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- A lo mucho es un kilómetro donde se ven los efectos, la interferencia. Pero, como comentaba el doctor, prácticamente toda la zona de arriba ya están pozos abandonados y podríamos comentarlo en el mismo sentido.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- A lo que me refiero es: Si eso ya se protegió porque se trabajó en reducirlo hacia abajo, a lo mejor el párrafo ya no es válido.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lo que pasa es, por lo que yo escucho, entiendo que Christian si está considerando la modificación, osea, que sí existe. Pero yo propongo una solución salomónica. Creo que mi propuesta, digamos que no se incluya, y luego ya entiendo las razones que nos explicaba la doctora y el doctor Martínez.

En esas condiciones, con la salvedad que está proponiendo el área técnica. Es decir, si, se hace el recorte. Existe la probabilidad, tal como dice el párrafo segundo, "para efecto de que sea la Secretaría de Energía la que determine si procede o no procede incluirlo."

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Nada más digan ahí de los 800 metros, ahí no está.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nadamás dice: "a pesar del ajuste propuesto". Pero no se entiende a que se refiere.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Viene en el texto eso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces pónganlo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Y que en realidad pues esa continuidad de la que hablamos, de las zonas productoras. A lo que se refiere Christian es ya a la parte prospectiva. Es como el otro caso, para unificar a futuro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Continuamos Christian.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- El otro punto importante que se señaló, es aclarar un poco esta propuesta en relación con el Plan Quinquenal, qué tanto esta estrategia en clústeres de exploración y extracción pues se alinea con la estrategia originalmente planteada en el Plan Quinquenal. Lo voy a leer la letra para obtener sus comentarios:

La propuesta plasmada en este documento para conformación de la Ronda 2.3 toma en cuenta preferentemente el orden y la secuencia plasmada en el Plan Quinquenal de licitaciones para la extracción considerando que el Plan Quinquenal publicado por SENER en su última versión no prevé la posibilidad de clústeres conjuntos de exploración y extracción.

Es difícil empatar propuestas de exploración y extracción paralelamente con el Plan Quinquenal vigente para la presente propuesta de licitación. Es decir, el Plan Quinquenal que se publicó el año pasado, la estrategia que se diseñó fueron licitaciones independientes de exploración, otra diferente para extracción y otra diferente para no convencional. Entonces, no se previó en ese momento la licitación conjunta de clústeres que tuvieran un campo de extracción con un área adicional de exploración. Entonces, en ese sentido es muy difícil que se empaten el mismo número de rondas para ambos casos debido a que fue una estrategia diferente.

Además, con base en la experiencia adquirida de las licitaciones previas de la Ronda Uno, y la propuesta inicial de clústeres enviados por SENER, se solicita la asistencia técnica de la Comisión considerando las siguientes premisas, teniendo presente temas sociales y administrables asociados.

Por ejemplo: Para esta licitación en específico, se nos pidió áreas que tuvieran columna geológica completa para que se pudiera licitar la totalidad de la columna. Evitar zonas con recursos no convencionales a una profundidad menor a 4000 metros, zonas donde el hidrocarburo sea preferentemente aceite y áreas no mayores a 200 km cuadrados. Esto porque la estrategia de esta licitación está dirigida a empresas de escala pequeña-media, preferentemente mexicanas, de reciente conformación.

La necesaria consideración de las premisas tituladas por SENER para la conformación de los clústeres para esta propuesta de licitación, generó modificación en la secuencia y orden de algunas áreas contractuales, tanto de exploración como de extracción, que se tienen previstas en el Plan Quinquenal.

Asimismo se realizaron algunas modificaciones en la configuración de las áreas originalmente propuestas, ampliando la superficie de los bloques y considerando propuestas de clústeres adicionales, con miras a aumentar el atractivo para esta licitación.

Cabe mencionar que debido a la configuración de la malla base, distribuida por SENER, por la cual se determina la geometría de cada una de las áreas a licitar, pues existe la posibilidad de algunos empalmes parciales o límites de áreas, ya sea áreas naturalmente protegidas o áreas urbanas, por lo cual la Secretaría de Energía verificará la viabilidad de estas posibles situaciones en la propuesta de conformación de bloques.

Es decir, se presume hay varios factores que para empezar el cambio de estrategia no permiten seguir estrictamente el orden que se tenía previsto en el Plan Quinquenal en su primera versión que se publicó el año pasado.

Entonces, estos son los párrafos aclaratorios que aportan una justificación de por qué no se siguió en estricto sentido ese Plan Quinquenal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Estaba observando. Cuando se habla del atractivo, creo que es en el último párrafo, dice, "con miras a aumentar el atractivo, yo creo que hay que incluirle económico, atractivo económico los clústeres de esta licitación".

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, en términos generales hay una explicación si general en un párrafo donde justifica por qué no estamos siguiendo el Plan Quinquenal. Me parece que la explicación no

es suficiente para decir por qué estamos trayendo áreas de otros lados. Pero me quedo ya con esa redacción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay un punto que quizá valga la pena también incorporar. Y esto es referente a la parte de extracción, sobre las asignaciones, al resguardo. Que ha solicitado, aunque no lo hizo en esta ocasión de manera explícita la Secretaría de Energía, lo ha manifestado en diferentes oficios – en esta ocasión no explícito – y tiene que ver con tratar de incorporar la mayor parte de las asignaciones que se tienen al resguardo en las licitaciones próximas, aunque se tuvieran propuestas las áreas en el Plan Quinquenal en los años posteriores.

En esta ocasión no lo hizo pero creo que ha sido algo que ha venido insistiendo SENER para las licitaciones.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Sí. Lo venía insistiendo SENER porque tenía la interpretación que era hasta agosto la fecha de vigencia del resguardo. Sin embargo, en el mismo título de asignación dice que hasta agosto, hasta que se liciten. Se entiende que eso pudo dar algún plan de escape hasta que las licitemos en el plan quinquenal de la Ronda Cero.

No obstante se solicitó a la Secretaría de Energía un análisis de los títulos de resguardo, cuáles podían ser susceptibles al abandono. Y bajo una opinión técnica de la Comisión decidir cuales podría ser abandonadas para quitarles esa carga de asignación.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y no obstante, más allá de que no se venzan, de que no se hayan vencido el viernes pasado, representan un costo de manutención para PEMEX. Entonces, si se pueden adjudicar estas áreas y producir o volver a producir con los pozos que estaban a punto de abandonar o taponados, creo que valdría la pena. Ya tienen una producción de alguna cosa sencilla. Y es la razón por la que no ha resultado – con el análisis de la Unidad de Extracción ha hecho – conveniente decir, "si, que se abandonen".

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Efectivamente. Sin verlas o no tenerlas consideradas de abandono o el posible abandono, la Comisión basada en la evaluación que ha hecho no solamente el abandono para PEMEX, sino que el abandono para la industria. Esas áreas tienen potencial todavía, quizá no visto de manera técnica y personalmente, pero que sí puede ser atractivo para un operador en una licitación. Por eso se están tomando en cuenta esas evaluaciones para dar un dictamen en los próximos días de la opinión de la Comisión respecto al potencial de estas áreas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Respecto al comentario que estábamos realizando, en la redacción, creo que tenemos que cambiar algo por ahí, porque nos da unas premisas. Las premisas son... voy a decir dos que se violaron. El área máxima de 200 km cuadrados, hay unas que tienen más de 200 km cuadrados. Zonas donde el hidrocarburo sea preferentemente aceite, ahí está "preferentemente".? Hay varias de gas.

Pero en los 200 km cuadrados no sé si hay posibilidad de poner, "considerando preferentemente las siguientes premisas o algo que no sea definitivo. Porque si no va a decir, "¡Oye! ¿Si tenemos esas premisas, por qué entonces dijiste que sea un bloque más de 200 km cuadrados?".

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, bueno, se sustentó porque...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, solamente aclarar eso de las premisas en el texto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es correcto.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo creo que se resolvería poniéndolo en el segundo párrafo que estamos viendo un paréntesis que diga "con todas las consideraciones que en el mismo documento se expresan". Porque cada vez que no se entiendan los criterios se dice,

"¿por qué?". Entonces si le ponemos: Después de premisas – abrimos paréntesis – o las consideraciones que el mismo documento contiene.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso podría resolverlo.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí, porque arriba también se menciona el tema de las zonas Ranza. Bueno, esta sí tiene que estar, pero en el caso de las zonas urbanas y en el caso de Marcuspana se está proponiendo aunque haya una zona urbana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Lo que pasa es que, bueno, nos saltamos del uno al dos sin terminar el punto dos, en relación con los términos de BG-01. Ahí yo lo que recomendaba era que después del agregado que se incluyó como un tercer párrafo, pusiéramos lo que yo comenté.

Como habla de la modificación de las asignaciones de PEMEX para solicitar la totalidad de pozos asociados a los campos Picadillo, Carlos y Carlota sin duda da certidumbre a los potenciales licitantes sobre propuestas económicas, etc. Yo lo que propongo en forma concreta, lo que comentaba hace un momento, es que le agreguemos un tercer párrafo que diga, "por lo anterior, esta Comisión no considera pertinente incluir los clústeres o clúster en este caso de BG-01 en tanto como áreas contractuales en licitación alguna en tanto no se realicen modificaciones al título de asignación correspondiente".

Pero sí expresamente decir pues que no vemos conveniente que las saquemos a licitación en tanto no se resuelva ahí los límites con la asignación de PEMEX.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- En el mismo sentido que usted comenta, yo creo que existe la posibilidad de tener las modificaciones antes de la licitación y que no sea más tarde, pero aun así los tiempos podrían no ajustar

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Comprendo la preocupación, pero creo que tenemos que ser muy enfáticos, porque si no somos enfáticos, pareciera que estamos haciendo media regulación, que si no lo hacemos no pasa nada. Pero a mí me parece que si pasaría. Nos va a generar un problema licitando en esas condiciones. Por eso consideramos que no es pertinente.

Y por último, en razón de que se trata de áreas terrestres y que en las áreas identificadas están en ellas, en su área superficial, están asentadas en la columna tal por un grupo social o diversos grupos sociales, la Comisión considera pertinente – es lo que se va a proponer en el documento –, que la Comisión considera prudente que junto con la solicitud del inicio de la licitación se nos envíen los estudios de impacto social. Que hasta la fecha no pudimos ver ninguno a pesar de que fue una solicitud que hice desde la primera licitación a la fecha, no he podido tener un documento de este tipo de impactos.

Entonces, si lo consideran pertinente yo creo que aquí sí estamos hablando de alguna importante presencia de grupos sociales que pueden verse afectados por los trabajos. Entonces, darle certidumbre para que nosotros podamos a su vez incluirlo en el cuarto de datos a la hora de que ofrezcamos la convocatoria para acceder a la licitación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo, quizás algo de forma. Esta opinión está firmada por la Dirección, la Unidad Técnica de Exploración. ¿No sería conveniente que la firmaran las dos Unidades, la de Exploración y la de Extracción? Dado que fue un trabajo conjunto como nos han comentado. Digo es de forma y de fondo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- A veces está más cargado, depende de las áreas de extracción o de exploración, distintamente a las licitación de algún campo. Pero efectivamente hay más menos, no quiero decir en qué conclusión, pero no hay igual un porcentaje, hay opiniones que se cruzan entre el área de exploración y el área de extracción.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero podríamos precisarlo bien ahí en el documento, que lo firman en la parte del ámbito de su competencia conforme a los artículos tales y tales del Reglamento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé. ¿Alguien tiene algún otro comentario?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que no está Macuspana.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Sí, sí está Macuspana.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Hay que ver cómo quedó nada más.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hace rato nos dimos cuenta que Macuspana y Fortuna Nacional están juntos. Y luego nos pusieron un mapita donde nos pusieron las poblaciones. Y la población está más sobre Fortuna Nacional, que ya lo adjudicamos en la Licitación 3 que sobre Macuspana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que es esta.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con más razones que Macuspana no debe tener problemas para poder licitarse.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Con el estudio de impacto social.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Se incluyó en la propuesta del clúster CS-06.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea se agrandó, ¿de qué área quedó?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Quedó de 192 (km2).

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Casi los 200.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero cómo quedo la redacción?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- No se puso una redacción específica sobre el campo Macuspana, sino que se incluye dentro de la propuesta del clúster de BG-06, de CS-06 perdón.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- ¿Y no valdría la pena poner el razonamiento que señalaba el Comisionado Néstor esta mañana para este campo en especial que se busca etano para la producción?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Solo creo que sería poner que la necesidad de etano, de gas húmedo y por otro lado el que Fortuna Nacional tiene una población arriba casi casi en el campo y ahora estamos a cinco...

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- 5M.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 5M. Entonces en este caso hay mucha más probabilidad que se lo adjudiquen. Yo lo que decía en la mañana es que no hicieran más grande el clúster sino que hiciéramos dos bloques. Pero estoy de acuerdo en que es algo favorable.

Lo que pasa es que SENER al revisarlos dice que quede como estaban. Ojala y la relación sea en el sentido de que es más útil para el etano y que además Fortuna Nacional, hay que mencionar Fortuna Nacional.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Que fue adjudicada en la L3.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La licitación tres, y tiene la población arriba. Y ahí no fue una premisa para sacarlos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Perfecto.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Entonces no serían las modificaciones sustantivas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo podría sugerir quizás al final, ponerlos así en un cuadro, ya sintetizar la propuesta final de la Comisión. Porque aquí siento como que se pierde un poco entre tantas figuras y tablas. Y digo, como al final incluimos el Plan Quinquenal, a veces cuesta trabajo saber.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Aquí ya, estas tienen el análisis de todo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ésta pasaría al final después del Plan Quinquenal. Porque la verdad es que si llegas a verlo todo...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí está.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Una pregunta: ¿No valdría la pena poner como coordinadas o eso no aplica?

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Este plan cuando tiene alguna

modificación en el proceso se hace más bien caso a caso en cada uno de los bloques que tenemos.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- O sea, la propuesta de la asistencia técnica de la Comisión es promover este cuadro al final, pero que a todo mundo le quede claro a que nos estamos refiriendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí está.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRACTOS DE EXTRACCIÓN, INGENIERO PEDRO MENESES LARIOS.- Si, ahorita estamos en ese caso. Ese es el procedimiento que por lo que entendí, bueno, hay ciertas modificaciones de aquí a que se licite y ya en la licitación cuando ya se colocan estrictamente cada uno de los blancos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quiero enfatizar un comentario del abogado Marco de la Peña que pongamos en un cuadro los comentarios. No vaya a ser que cuando llegue a SENER piensen que es la misma propuesta que nos enviaron.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Entonces haríamos énfasis en las áreas adicionales que nosotros estamos proponiendo.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Y quitamos esta tabla.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No. O sea, en eso y quizá el cuadro en donde ya digamos se trate las demás.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pero al final.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al final, sí.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Al final de este cuadro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al final de las consideraciones.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Al final de este cuadro y luego todo, igual esta tabla y el cuadro original se incluye al final.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bien. ¿Algún comentario? Secretaria Ejecutiva, ¿nos podría leer la propuesta de acuerdo?"

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

**ACUERDO CNH.E.43.001/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 29, fracción I y 31, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos y, atendiendo a la solicitud de asistencia técnica de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, y con las sugerencias y adiciones comentadas en la sesión, aprobó el Documento Soporte de Decisión mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos recomienda las Áreas Contractuales para la Tercera Convocatoria de la Ronda 2.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:10 horas del día 5 de septiembre de 2016, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva