



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:59 horas del día 26 de abril del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez y estuvieron presentes a través de un medio remoto de audio los Comisionados Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Gaspar Franco Hernández, y estuvo presente también la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0233/2017, de fecha 25 de abril de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de privada, con fundamento en el artículo 110, fracción VIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum. Antes de verificar la asistencia, la Secretaria Ejecutiva informó a los Comisionados que en esta ocasión los Comisionados Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Gaspar Franco Hernández estaban presentes en la sesión a través de un medio remoto de audio, debido a que se encontraban fuera de la ciudad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Después de verificar la asistencia, la Secretaría Ejecutiva respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

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

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

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Muy buenas tardes a todos, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados presentes y Comisionado Gaspar y el Comisionado Pimentel allá en vía remota. Vamos a presentarles a este Órgano de Gobierno la propuesta de la asistencia



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

técnica para la selección de áreas en dos rubros: 1- Aguas profundas y 2- No convencionales. En primer lugar, vamos a ver los criterios que SENER nos envió, además los criterios que también nosotros estamos aplicando.

Esta ponencia es del ingeniero Franco, Comisionado. Él nos hizo todas las observaciones ya de esta asistencia y comenzaremos con aguas profundas, veremos los criterios, después los no convencionales y ver al último vamos a dar un resumen del total de bloques que se están proponiendo para esta Ronda Dos de la convocatoria número cuatro. Entonces si me lo permiten dejo la palabra al ingeniero Christian Moya, Director General del área de evaluación del potencial petrolero.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Perdón doctor, antes de que le pasemos la voz al maestro Christian Moya me permito pasarle la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, ponente de este tema.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Bueno, primero que nada, Comisionados muchas gracias por atender a esta sesión dado mi condición de estar fuera de la ciudad. Agradezco al doble el que estén ustedes ahí presentes para atender este tema que, como ya lo mencionaban, este tema lo que pretende es presentarles el análisis del equipo técnico de exploración para dar respuesta a la asistencia técnica que nos hizo la Secretaría de Energía respecto a las áreas que pretende poner en la licitación 2.4 y que corresponden a las áreas de aguas profundas y de recursos no convencionales. En ese oficio la Secretaría de Energía nos establece algunos criterios o algunas premisas que debemos considerar para la selección de áreas en aguas profundas y en recursos no convencionales. Pero además nos permite que nuestros equipos técnicos definan alguna otra premisa o algún criterio que apoye la propuesta de áreas que se puedan poner en esa licitación.

En la presentación que les va a dar el ingeniero Christian Moya se van a presentar las consideraciones que nos dijo SENER, las que nosotros estamos agregando, las consideraciones generales que se están haciendo para aguas profundas y para recursos no convencionales, los criterios de análisis que se tomaron para la selección de áreas y darle su ponderación y la propuesta final para aguas profundas y recursos no convencionales.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Pero también, de acuerdo a lo que tenemos en el plan quinquenal, se están respetando los tamaños de los bloques, pero nuestro equipo técnico también hace una propuesta sobre algunas posibles agrupaciones. Y finalmente algunas recomendaciones generales que nos hacen también en su análisis técnico sobre la manera en que se deben de manejar los recursos no convencionales, que si quieren al final ya de la exposición del ingeniero Christian Moya yo estaría remarcando. Cambio.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Muchas gracias Comisionado. Pues vamos a empezar a revisar esta asistencia técnica que nos solicita la SENER para la selección de áreas en aguas profundas y terrestres no convencional para la Ronda 2.4. Algo importante es que con la nueva estrategia del plan quinquenal ya se establecen fechas específicas para realizar dos licitaciones al año. Esta sería la segunda licitación de este año que correspondería a digamos, dos áreas encerradas en una licitación que corresponde a aguas profundas y áreas terrestres no convencionales. Entonces, para esta asistencia técnica, la Secretaría de Energía pues nos mandó el listado de bloques que se tienen previstos en el plan quinquenal de licitaciones para que a partir de ahí nosotros seleccionemos las mejores áreas y para ello nos da criterios y elementos a considerar. Primero, que la selección de áreas sea de acuerdo al plan quinquenal, es decir, que sean derivadas de los bloques de 1,000 km cuadrados y nos pone una premisa importante que es factible unir bloques. Que se categoricen los bloques en función de sus características. Que tengan recurso prospectivo para materializar proyectos de desarrollo en aguas profundas. En este caso digamos son proyectos exploratorios porque primero son áreas no de desarrollo, sino totalmente de exploración. Que tengan disponibilidad de información geológica y geofísica, que esto es un punto clave sobre todo en aguas profundas. Que se abarquen estructuras geológicas completas. Que consideremos el tipo de hidrocarburo, la frontera tecnológica actual y otros factores que nosotros consideremos procedentes.

Para la parte de las áreas terrestres no convencionales de igual manera seleccionamos las áreas de acuerdo al plan quinquenal con tamaños de bloque con 300 km cuadrados. Que se categoricen los bloques en función de sus recursos. Que se otorgue columna geológica completa, es decir, que incluyan obviamente recursos no convencionales, pero también



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

convencionales y eventualmente campos para la extracción si es que esos bloques contienen algunos campos en posición del Estado que sean susceptibles de licitar. Que se tenga acceso a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos. Que consideremos el tipo de hidrocarburo, algo muy importante la disponibilidad de agua en las áreas consideradas para el plan quinquenal. Que consideremos la frontera tecnológica actual y otros criterios que la CNH considere procedentes.

Y también nos da la libertad de que podamos proponer nuevas áreas, siempre y cuando se justifique el potencial y la conveniencia de licitarlas. Entonces vamos a empezar. ¿Cuál es la información que nos da SENER? La SENER... adelante, adelante Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Criterios o elementos a considerar que nos manda SENER. ¿Y cuáles agregamos nosotros, CNH?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Vamos a ver más adelante cuáles son los criterios que nosotros consideramos adicionales a los que nos mandó la Secretaría.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Agregarlos, perfecto.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Entonces esta es una foto general de las áreas totales del plan quinquenal y como ven son muchísimas áreas. Entonces lo que... la estrategia que nosotros adoptamos para analizar todo ese conjunto de áreas es dividirlos por sectores, de tal manera que en aguas profundas agrupamos los bloques en el sector del área Perdido, los bloques del sector de Cordilleras Mexicanas que son estas rojas que están por acá y los bloques del sector de la Cuenca Salina. Para la parte terrestre no convencional se dividió en los sectores de la Cuenca Tampico Misantla y del área de Sabinas Burgos. Entonces a partir de estos sectores se realizó el análisis para ver cuál podía ser o cuáles son las mejores áreas que podemos seleccionar con base en todos los criterios que nos establece SENER y algunos que nosotros consideramos. Entonces, para el análisis de aguas profundas se hizo una categorización de áreas en función de sus características. Es decir, desarrollamos algunos indicadores



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que involucra tanto los criterios y elementos que nos da la Secretaría de Energía y los que nosotros consideramos adicionales.

Entonces con respecto a la frontera tecnológica actual que es un criterio que nos da SENER nosotros estamos considerando esa frontera tecnológica actual relacionada con el tirante de agua en aguas profundas. Es decir que estamos seleccionando áreas o tendiendo a seleccionar áreas que se encuentren en una profundidad para el Golfo de México no mayor a 3,000 metros. Y esos criterios que nosotros consideramos adicionales es que dentro de los indicadores que estamos considerando estamos involucrando que las áreas que se seleccionen para la licitación 2.4 sean contiguas a las áreas que ya se otorgaron tanto en la licitación 4 de la Ronda Uno, así como las que se encuentran actualmente en licitación de la Ronda Dos y con las áreas que ya tiene asignadas Petróleos Mexicanos tanto en aguas profundas como en aguas someras. Y parte del análisis que nosotros hicimos es rectificar la geometría de los bloques para cumplir con el criterio de que se abarquen estructuras geológicas completas con base en la información que nosotros tenemos disponibles.

Este es de manera general el análisis que estamos realizando respecto al recurso prospectivo, al cubrimiento de estructuras geológicas completas y al tipo de hidrocarburo esperado. Es decir, con base en la información y en las interpretaciones que se han hecho dentro de la unidad técnica, estamos corroborando las estructuras en el subsuelo, estamos viendo el tipo de hidrocarburo esperado de acuerdo a los mapas de madurez de roca generadora del Tithoniano que es la principal prácticamente en todo México y algunos elementos de riesgo. Por ejemplo, que pueda haber algunas estructuras rotas, que pueda haber baja integridad de sello, etc., que nos permita identificar aquellas áreas con el mayor riesgo exploratorio.

Con respecto a lo que les comentaba de la consideración de límite técnico, estamos para el Golfo de México considerando un área de 2,000, de 3,000 metros en promedio como máximo. Esto es digamos el récord que se tiene en aguas profundas para el Golfo de México del lado de Estados Unidos donde se han perforado pozos de 2,934 metros. Sin embargo, recientemente Petróleos Mexicanos ya ha perforado pozos a más de 3,000 metros, 3,100 metros en promedio. Me parece que es con el pozo Mirus-1. Aunque en otras partes del mundo, por ejemplo, en la India en 2013 ya se perforó un pozo 3,174 metros y en Uruguay con el prospecto Raya-1 ya



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

se perforó un pozo de 3,400 metros de profundidad. Hasta ahora este es el récord mundial. Pero, digamos, ajustándonos a las condiciones del Golfo de México pues consideramos ese límite de 3,000 metros en promedio como máximo.

Entonces para integrar una serie de indicadores que consideraran todos los elementos y criterios que nos establece la Secretaría de Energía y también involucrar los criterios que nosotros estamos considerando para el análisis, diseñamos unos indicadores que consideran tanto el volumen de recurso prospectivo como el tipo de hidrocarburo y los estamos ponderando con base en el precio que está considerando la Secretaría de Hacienda para el 2017 dentro de las áreas contractuales que involucran una serie de fórmulas para estimar el precio y que nosotros ajustamos al recurso prospectivo de acuerdo al tipo de hidrocarburos calculando el precio de acuerdo a las fórmulas y realizando una ponderación para estimar eso. De tal manera que el hidrocarburo con mayor valor, que es el aceite súper ligero pues tiene una ponderación mayor y así va bajando de acuerdo al precio del tipo de hidrocarburo. Y está relacionado también con el volumen. A esto le estamos dando el peso más alto, el 60%, para la ponderación de las áreas.

Como les mencionaba, otra cosa importante es que... y clave sobre todo en aguas profundas es que tenga información tanto geológica como geofísica, por lo que estamos considerando el porcentaje de cobertura de sísmicas 3D y que existan pozos exploratorios ya perforados que les permita a las compañías correlacionar la información de esos pozos hacia las áreas contractuales. Este indicador tiene un peso del 30%. Y el criterio adicional que nosotros estamos considerando es que esas áreas se encuentren contiguas tanto a los contratos ya otorgados, a las áreas que actualmente están en licitación y a las áreas de Petróleos Mexicanos en Ronda Cero que le estamos dando un peso general del 10%. Esto, la intención de este indicador es que como ya hubo una licitación anterior en aguas profundas y de alguna manera las compañías ya tienen un análisis realizado de la información del Centro es que pues demos algún peso a ese análisis que ya se ha dado para tratar también de formar como que polos de acti...

Pues continúo. Entonces en este mapa vemos, les comentaba que se separó el ranking por áreas de aceite y por áreas de gas porque como el gas pues tiene un precio significativamente mucho más bajo que el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hidrocarburo líquido pues si los hubiéramos hecho en conjunto pues se castiga mucho al gas, ¿no? Entonces esta separación nos permite observar – por ejemplo – las áreas mejor calificadas que corresponden a áreas prospectivas por aceite y áreas de las mejores calificadas que corresponden a gas. Entonces los tonos más fuertes son las áreas que resultaron con mayor puntaje dada la metodología de indicadores que propusimos. Entonces estamos seleccionando... dígame, dígame doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con lo del precio del gas.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- El precio del gas si me regreso a la fórmula contractual que trae Hacienda, él lo refiere a la cotización del indicador Henry Hub que pone un precio por millar de BTU. Entonces ese es el indicador que utiliza Hacienda para ponerle un precio en México. Solamente hicimos la transformación de BTUs a crudo equivalente para sacar un precio para el gas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero otra vez. Estamos regresando al precio Henry Hub.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Sí, sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En realidad el precio real al cual la empresa que sacara el gas lo vendería en la costa o lo vendería en Querétaro es totalmente diferente, sería mucho más alto. O sea, a veces se nos olvida que transportar gas es mucho más caro que transportar petróleo. Entonces el precio del petróleo no varía mucho, el precio del gas sí varía mucho por la localización. No más lo apunto. Entiendo que tienen que seguir la regla de Hacienda, pero prende un foco rojo de que tenemos que tener un mejor cálculo del precio del gas. Yo entiendo que hasta ahí está bien, no necesitamos cambiar nada, no más me nace si no estaremos decisiones subestimando el gas. Gracias.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si me permite, me dejan hacer un comentario por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PÓRRES LUNA.- Sí, por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-  
Adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Respecto a lo que están comentando. Cuando vimos el primer análisis se veían las áreas de gas y de aceite de una manera mezclada, pero dado todo lo que hemos venido platicando sobre la necesidad de poner gas en el país a la brevedad – aunque estas áreas no son de a la brevedad, sí son de largo plazo – decidimos separarlas. Y si ustedes ven, de las 68 áreas que aparecen en esa lámina que están viendo, que creo que es la diez, 45 son de aceite y 23 son de gas. Eso va un poco de colocar y proponer bloques que tengan la posibilidad de que cuando sean explorados y descubiertos tengan gas.

Lo que sí, lo que comenta el doctor Moreira, viene ya en el tema cuando vean la rentabilidad cuando estén ejecutando el proyecto, cuando vean donde lo van a disponer. Pero ahorita para la selección de áreas como bien lo apuntaba Christian lo que más está pesando es el volumen para el caso de aguas profundas y la información que tenemos ahí de las áreas aledañas. Obviamente lo que se ha platicado también hace rato, lo que escuché, el contenido nacional, la fórmula del precio para pagar los beneficios por el hidrocarburo – ya sea líquido o gas – tienen que venir en el contrato. Y si bien ahorita nos están haciendo la consulta o están pidiendo asistencia técnica para seleccionar áreas, yo creo que los comentarios que estamos haciendo de contenido nacional y de la fórmula del gas pudieran ser recomendaciones adicionales para cuando estén diseñando el contrato relacionado con estas áreas que nosotros les venimos proponiendo. Pero ahorita no entraron en el tema de la decisión técnica para atender esta asistencia. Cambio.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Muchas gracias Comisionado. Entonces continúo con esto. Entonces la idea es con este método de ponderación pues es posible identificar dónde están los bloques mejor puntuados. Y la propuesta es seleccionar dentro de cada



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sector – se acuerdan que los dividimos en tres – proponer que se abran sub sectores donde tiendan a estar las mejores áreas calificadas. Si escogemos en teoría los mejores bloques viendo el comportamiento por ejemplo aquí en el código de colores, si escogemos exclusivamente los mejores quedarían áreas aisladas de acuerdo a la distribución de áreas que tiene el plan quinquenal. Por eso es que estamos seleccionando una serie de sub sectores que cuenta con información, que tiene volumen y estas gráficas de aquí muestran esa distribución. Es decir, no estamos seleccionando exclusivamente los bloques mejores, sino una muestra representativa del total del plan quinquenal. Entonces la propuesta es 68 áreas con este análisis, 23 serían de gas y 45 de aceite.

Esta es una imagen que muestra el análisis adicional que nosotros hicimos para poder rectificar el recurso prospectivo y ajustar los bloques en caso de ser necesario para cumplir con el criterio de columna geológica completa. Entonces esta es toda la información que integramos derivada de las autorizaciones de los Ares donde hasta ahorita se tienen solo sísmica 3D disponible para el análisis, algunos son fast track, algunos ya son versiones finales, y que sirvió de base también para rectificar principalmente las estructuras y el recurso prospectivo.

Y esta es una imagen de toda la información disponible que se tiene para evaluar los bloques. Existe tanto sísmica 3D disponible en el Centro Nacional de Información como una serie de proyectos multi-cliente que abarcan los proyectos de adquisición de nueva sísmica wide Azimuth como el proyecto que tiene Schlumberger en la Cuenca Salina y el proyecto que tiene PEMEX en el área Perdido y una serie de procesos y reprocesos... bueno, reprocesos más bien de información que actualmente están desarrollando las compañías multi-cliente y que algunos también están por iniciar.

Y este otro mapa muestra la distribución del tipo de hidrocarburo esperado en donde de manera general muestra que nos estamos enfocando hacia las zonas. Si bien hay muchas de gas, también estamos en esta propuesta enfocándonos en las áreas prospectivas por hidrocarburos líquidos.

Si recuerdan, SENER también nos dio la opción de unir bloques. Entonces haciendo el análisis de selección, si recuerdan, pues no escogimos exclusivamente los mejores bloques, sino que hay unos que traen



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

volúmenes bajos, salieron con calificación baja. Y un papel aquí importante además del volumen de recursos es el tipo de hidrocarburo. Entonces analizamos la condición volumétrica y tipo de hidrocarburo para cada área contractual y utilizamos un criterio de cuál sería el tamaño mínimo de campo comercial por tipo de hidrocarburo que pudiera afectar la eventual rentabilidad de un proyecto de exploración en aguas profundas. Entonces se establecieron algunos límites volumétricos por tipo de hidrocarburo, los identificamos dentro de los sectores que ya habíamos seleccionados y estos bloques en amarillo es nuestra propuesta de unión de bloques. Es decir, esta propuesta obedece a aquellas áreas donde el recurso no daba lo suficiente como para evitar o tratar de reducir el riesgo de una calificación económica pues muy baja que afectara el desarrollo de estas áreas.

Entonces estamos proponiendo la unión de cuatro, o sea, ocho áreas en el área Perdido, dos uniones en Cordilleras Mexicanas y cinco en la parte de la Cuenca Salina que corresponde al área donde se espera hidrocarburos, aceite pesado. Entonces de acuerdo con ese criterio que mezcla tipo de hidrocarburo, volumen prospectivo, un tamaño mínimo de campo comercial y obviamente también el tirante de agua, que es un factor decisivo en los costos de operación de aguas profundas, pues estamos proponiendo la unión de estas áreas. Antes de pasar a la parte no convencional, ¿alguna otra pregunta?

Entonces para el análisis en áreas terrestres no convencionales tenemos factores en común con aguas profundas como el tipo de hidrocarburo, como, digamos, que se tenga frontera tecnológica actual, etc. En este caso la frontera tecnológica actual la referimos al límite técnico para la exploración en yacimientos no convencionales que depende mucho de la profundidad. Para que un área sea prospectiva no convencional pues debe de estar en un rango de profundidad mínimo y máximo. En este caso, el límite mínimo son aproximadamente de 1,000 a 1,500 metros y el límite máximo actual es alrededor de 4,000 metros. Entonces esto es lo que definimos como límite de profundidad.

Para el acceso a instalaciones y distribución pues hicimos algo similar al buffer de proximidad como hicimos en aguas profundas, en donde con base en las instalaciones conocidas en superficie hicimos una ponderación



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para calificar ese criterio de proximidad en las áreas de aguas profundas. A diferencia de lo que hicimos...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo otro comentario.

En el norte de la república, a parte de los depósitos de agua digamos aceptable para riego, hay agua salada. O sea, hay muchos depósitos de agua salada que se tapan de inmediato por lo si absolutamente de nada agua salada. Entonces yo tengo mi duda si tenemos la información de CONAGUA sobre depósitos salados. Me da la impresión que el hecho de que no sirva pues no está registrado. Entonces, si yo fuera a usarlo para no convencionales pues me convendría usar agua salada que no se usa para ningún otro propósito y que nadie te va a reclamar mucho. Además, por ser agua salada tiene ciertas características ya desde el principio favorable para el proceso de fragua. Entonces no sé si valdría la pena en alguna parte hacerse la pregunta de depósitos de agua salada porque ahí es donde deberíamos de empujar, los depósitos no convencionales serían menos controversiales, etc.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Sí. Para esa información a ese detalle CONAGUA no nos la mandó. Simplemente nos mandó dentro de las cuencas hidrológicas que ya tiene identificados CONAGUA nos mandó cuánta disponibilidad tiene. Entonces pues un criterio para la selección de estas áreas también fue que estuviera en esas cuencas hidrológicas con disponibilidad.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Claro.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- De agua salada o no salada no....

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, pues, salada seguramente no te sirve de nada, por disponibilidad no cuenta.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario acerca del agua salobre. Nos dice CONAGUA que no tiene ese tipo de información. Y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

por otro lado a los operadores no les conviene utilizar el agua salada, no les conviene, porque finalmente el agua simplemente es un medio de transporte para llevar al apuntalante al fondo de los pozos. Entonces les agregan químicos que permiten mantener en la suspensión al punta lante. Pero en la medida que tiene disueltos todo lo de agua salada les cuesta mucho más en dinero y los productos químicos para poder mantenerlo. Entre menos iones, cationes, tenga el agua, mejor para ellos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo pensaba que era al revés, pero perdón, tú eres el que sabes. Ok.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero bueno, ellos siempre buscarán el agua potable, la más pura, la de menor contenido de iones y cationes.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Quisiera agregar nada más algo. Quisiera agregar algo, un poco más nada más. Sí se tienen registros del potencial o rayos gama donde indican algunos acuíferos de agua salada, pero no se tienen muestras porque se atraviesan rápidamente. Pero en sí no tenemos esos datos.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Entonces a diferencia de lo que hicimos en aguas profundas, aquí con el criterio de columna geológica completa pues tenemos que involucrar el volumen original remanente de los campos que están contenidos dentro de los bloques para esta categoría de terrestre no convencional donde para el recurso prospectivo consideramos el recurso prospectivo total, donde se ponderó de manera similar qué se hizo en aguas profundas, el cual le dimos un peso del 40%. El volumen original remanente de acuerdo con la ponderación que teníamos por tipo de hidrocarburo al cual le dimos el 30%. Que tuviera la información geológica-geofísica, aquí consideramos además de la sísmica 3D consideramos también el cubrimiento con sísmica 2D porque la mayor parte de estas áreas en tierra no se tiene sísmica 3D sino solamente 2D. Y algo crucial para la parte no convencional es que haya información de pozos. Entonces también consideramos cuántos pozos exploratorios se tendrían disponible para evaluar cada bloque y a ese criterio le pusimos un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

20% general y ponderamos dentro de ese indicador sísmica 2D, sísmica 3D y número de pozos internamente dentro de ese indicador. Y finalmente la proximidad de las instalaciones le pusimos un peso del 10%.

Esta es una imagen que muestra el análisis adicional que nosotros hicimos para la selección de estas áreas. Nos pusimos a ver en aquellos bloques que tuvieran campos descubiertos la distribución de los pozos asociados a ese campo para que todos quedaran contenidos dentro de la misma área contractual. Checamos las características de los dos plays hasta ahora identificados en México como no convencionales para que estas áreas fuera factible o se corroborara que cuenta con un recurso técnicamente recuperable no convencional. Y además checamos el tipo de hidrocarburo esperado con base en los mapas que se tienen para el Tithoniano y para el Cretácico.

Esta es una imagen general de los resultados de la ponderación por ejemplo cuáles áreas considerando exclusivamente el recurso prospectivo la calificación con este código de colores separados por aceite y gas, cuáles son las áreas que tienen campos para las cuales podemos considerar un volumen original remanente, la cobertura de información sísmica 2D, 3D y de pozos. Y esto es el buffer que hicimos para las instalaciones de proximidad a cada una de las áreas contractuales. Este es el resultado general de la calificación separada por áreas de gas igual que en aguas profundas donde los colores más intensos son las áreas mejor calificadas con gas y las áreas de aceite.

Entonces de acuerdo con esta distribución de área estamos proponiendo abrir un sector en la parte norte correspondiente al área de Sabinas Burgos y prácticamente casi todo el sector sur de Tampico Misantla que incluye algunas áreas donde se espera gas. Esta es la distribución de la selección de áreas que estamos teniendo de manera general respecto al plan quinquenal total que de igual manera constituyen una muestra representativa del total de áreas y estaríamos escogiendo 30 en la parte norte de Sabinas Burgos y 48 en el área de Tampico Misantla. Dentro de estas áreas hay 21 campos para la extracción y 35 en el área de Tampico Misantla.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Esto va hasta Monterrey?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- No. Monterrey está por acá.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, del otro lado de la Sierra.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Por aquí, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, acuérdate para llegar a tu derecha.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Aquí, ¿no? Entonces la curvatura. Entonces pues la selección está un poco...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estaba ya pensando en el patio de mi casa...

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Exactamente. Esta es la información que utilizamos de CONAGUA, donde nos muestran las cuencas hidrológicas y su disponibilidad en miles de metros cúbicos que utilizamos para el análisis y estas zonas amarillas que corresponden con las áreas de riego. Entonces con esta selección pues cumplimos también los criterios con base en la información que nos dio CONAGUA. Y de alguna manera las áreas seleccionadas corresponden dónde se ha dado todo el desarrollo de infraestructura para el manejo de la producción en tierra que corresponde con el área de Chicontepec y con la Faja de Oro Terrestre en Tampico Misantla y en el sur en todo el desarrollo de los campos principalmente de gas que se ha tenido. Entonces todas esas áreas son continuas digamos a esos polos de desarrollo de infraestructura y de producción que se tienen en tierra.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Esta es ya la imagen general de cómo se vería nuestra propuesta de selección de áreas para conformar la Ronda 2.4, en donde para aguas profundas en lo que se refiere al sector Perdido estaríamos escogiendo 30 áreas contractuales y dónde pues habría la posibilidad de que si se unen los bloques pues quedarían 26. En Cordilleras Mexicanas 17, si se unen los bloques serían 15 y en la parte de la Cuenca Salina serían 21, pero si se unen las áreas que propusimos serían 16. Para la parte de no convencional estaríamos proponiendo 30 áreas en la región norte de Sabinas Burgos y 48 en Tampico Misantla. En estas áreas, no convencional, en la parte de Sabinas Burgos se incluye 21 campos para la extracción en posesión del Estado que son prácticamente de gas y en Tampico Misantla 35 áreas, perdón 48 áreas con 35 campos donde lo que producen principalmente pues es aceite. Entonces esta es la propuesta de selección de áreas, si tienen alguna otra consideración.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Qué quiere decir PQ? Perdona.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Plan quinquenal.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Plan quinquenal.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- ¿Son estructuras geológicas completas como lo pide SENER o hay alguna excepción?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Hay algunas áreas en aguas profundas prácticamente esas son de exploración.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Todas son de exploración.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- En el área, en la parte terrestre es un poco más complicado que sean estructuras geológicas completas de acuerdo al contexto geológico. Por ejemplo, en el norte de Burgos pues más que la estructura es más bien el rasgo estratigráfico





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

porque la mayoría de los campos tiene que ver con eso. Y en la parte de Tampico Misantla en Chicontepec la complejidad geológica pues es muy difícil como para saber. Parte de la componente estructura, la parte estratigráfica pues es complicado. Eso es para la parte convencional. Para lo no convencional, estas áreas, pues una de las características de los yacimientos no convencionales es que tienen poca deformación y el hidrocarburo está in situ en la roca generadora, pues ahí más bien depende de un radio de desarrollo que se estime para el no convencional.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si me permiten un comentario. Para las áreas no convencionales se otorgaría toda la columna. Entonces aquí de una u otra manera deberíamos de recomendar también de que en las bases de las licitaciones o en los contratos se obligara realmente al contratista a explorar los no convencionales. Porque dándole toda la columna podría irse a convencionales en el caso de que exista, ¿no? Entonces ahí sí deberíamos de tomar en cuenta esa probabilidad de que exista un convencional por ahí y que los contratistas tengan que desarrollar en los no convencionales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En ese sentido, bueno, yo creo que ahí depende mucho del contrato y del programa mínimo de trabajo, porque para poder darles digamos ciertas prioridades a la parte no convencional y convencional desde un punto de vista que subsistan las dos pues ahí va a ser muy importante que se dé desde el programa mínimo de trabajo, sino pues se van a ir. Y hay que acordarse también que de repente depende del tipo de empresa que vaya a entrar a este tipo de contratos porque a veces no necesariamente – puede ser, pero no necesariamente – quien va sobre la parte no convencional puede o quiere irse para la parte convencional. Entonces, bueno, ahí va a ser un reto para los contratos que vienen, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Comisionados de comisión, ¿tienen algún comentario adicional?  
Comisionado Gaspar, Comisionado Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ningún comentario, no.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, yo nada más para cerrar el documento que preparó el equipo técnico, están metiendo recomendaciones sobre una principal que también se comentó en una reunión del viernes que revisamos de que se sugiera que Petróleos Mexicanos proponga sus migraciones o sus Farmouts de no convencionales al mismo tiempo que lo hiciera la CNH en su proceso licitatorio. Y además algo que también ya comentaron por ahí de que en los modelos de contratos para no convencionales se ponga condiciones atractivas en términos técnicos y fiscales. Obviamente fiscal, tiene que ver mucho con el dinero, pero el técnico tiene que ver también en aspectos como por ejemplo la manera en la que se van a certificar las reservas cuando se vayan teniendo, que eso también tendremos que estarlo vigilando en nuestros lineamientos de reservas próximos a salir.

Y una digamos de manera general. Ya ustedes están viendo ahí que son gran cantidad de áreas y uno de los temores antes era que la cantidad de áreas que pusiéramos en una licitación pues se colocaran todas porque de esa manera se medía su éxito. Y lo que estamos señalando en este documento que preparó el equipo de exploración es que digamos que no debemos medir el éxito de las licitaciones por el número de bloques que adjudiquemos, sino que debemos ir a buscar parámetros/indicadores como las inversiones que se vayan a realizar, la cantidad de áreas en las cuáles se está realizando trabajo, las cantidades de actividades que se estén realizando en las áreas. Entonces ese tipo de recomendaciones vienen en el trabajo que hizo el equipo técnico y que hace rato platicábamos también del contenido nacional que comentaba el Comisionado Moreira que pudiera también estarse considerando en las observaciones que al final es decisión de SENER en el modelo de contrato, pero que bien como Comisión podemos estar recomendando para como parte de la asistencia técnica en la definición de áreas en aguas profundas y no convencionales que se pretenden poner en la siguiente licitación. Cambio.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionado. El Comisionado Presidente tuvo que salir un momento, pero le pediría a la doctora Alma América, si no hay más comentarios de la sesión, si nos puede ayudar a cerrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, como no. Bueno, no sé si Comisionado Pimentel, Comisionado Gaspar, ¿algún otro comentario?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De mi parte no Comisionada. Cambio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No doctora, nada, gracias. Cambio.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Respecto a la pregunta de cuántos bloques tienen campus. Para Tampico Misantla, de 48 bloques 19 tienen campus, o sea el 40% y para Burgos de 30 campus, perdón, de 30 bloques 8 tienen campus, o sea el 26%. 40 para Tampico Misantla y 26 para Burgos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. Si no hay más comentarios, le pediría a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo relativa al tema por favor."

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

#### **ACUERDO CNH.E.014.001/17**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 29, fracción I y 31, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos y, atendiendo a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Documento Soporte de Decisión sobre la Asistencia Técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos relativa a la selección de las Áreas Contractuales para la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2.

Órgano de Gobierno

Décima Cuarta Sesión Extraordinaria

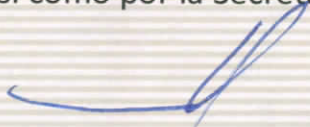
26 de abril de 2017




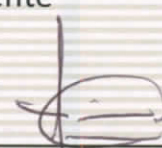
Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

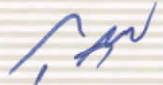
No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:58 horas del día 26 de abril de 2017, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

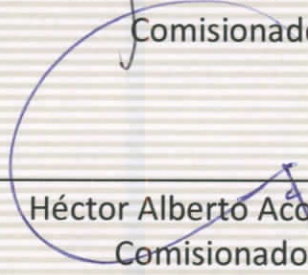
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

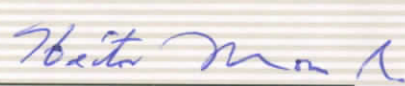
  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente


  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada

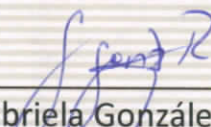
  
\_\_\_\_\_  
Néstor Martínez Romero  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva