



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:36 horas del día 13 de junio 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, los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como el licenciado Ernesto Beltrán Nishizaki, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Vigésima Quinta 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 Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0397/2017, de fecha 12 de junio 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.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que indicó que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, proponía al licenciado Ernesto Beltrán Nishizaki para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó al Secretario designado para esta sesión, 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 para la selección de áreas en zonas de aguas someras y terrestres convencionales a incluir en la Primera Convocatoria de la Ronda 3.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Asistencia técnica para la selección de áreas en zonas de aguas someras y terrestres convencionales a incluir en la Primera Convocatoria de la Ronda 3

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Bueno, en este tema el 23 de mayo de 2017 se recibió en la Comisión Nacional de Hidrocarburos de parte de la Secretaría de Energía la asistencia técnica en donde nos están solicitando una opinión respecto a la selección de áreas de las zonas, una propuesta de áreas para las zonas de aguas someras y aguas terrestres para la licitación, la primera licitación de la Ronda Tres. Pues de acuerdo a algunos criterios que fueron marcados por esta Secretaría, le pediría aquí al Director de Evaluación de Potencial si nos puede explicar estos criterios y explicar cuáles han sido los fundamentos para la selección de estas áreas y para la opinión que vamos a dar a la asistencia técnica a la Secretaría de Energía.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Gracias Comisionada, buenos días a todos. Vamos a revisar cuáles fueron los criterios que se adoptaron alineados con los elementos que estableció la Secretaría de Energía en su solicitud para la selección de áreas en aguas someras y áreas terrestres convencionales que puedan conformar la primera convocatoria de la Ronda Tres. Como parte de la información que remitió la Secretaría de Energía a la Comisión fue el listado de bloques que está establecido en el plan quinquenal en las categorías de aguas someras y áreas terrestres convencionales y los criterios y elementos que se deben de considerar para la selección de áreas.

Primero, para aguas someras la SENER establece que la selección debe de ser conforme al plan quinquenal abarcando áreas de en promedio 400 km cuadrados, donde es posible unir bloques en función de su potencial en términos del recurso prospectivo y tipo de hidrocarburo esperado; áreas con potencial de aceite y gas para acelerar la incorporación de producción a la plataforma nacional, que se tenga disponibilidad de información geológica y geofísica; que se tenga también disponibilidad de infraestructura para el transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos; que se considere el tipo principal de hidrocarburo esperado y que se seleccionen las áreas con una distribución conforme a regiones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económicas que permitan economías de escala, además de otros que eventualmente la Comisión considere procedentes.

Para la parte de áreas terrestres convencionales, prácticamente son los mismos criterios a excepción de que la selección de los bloques de acuerdo al plan quinquenal para esta categoría son áreas de 200 km cuadrados y que además se considere una selección prioritaria en áreas que contengan campos en asignaciones de resguardo. Es decir, que sean áreas que incluyan recursos descubiertos dentro de los bloques definidos para el plan quinquenal. Entonces primero en el mapa se observa cuáles son las áreas que...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una pregunta. En la Ronda 1.3 no sé si te acuerdas cuál era el promedio de tamaño.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- En la 1.3 el tamaño era muy pequeño porque correspondía solamente al envoltorio de los campos que se encontraban en tierra y fueron 25 áreas, no recuerdo cual es la más grande pero eran alrededor de 50 km cuadrados. No contenían un área adicional de exploración como en este caso. Por ejemplo, para la Ronda 2.2 y 2.3 ahí además de incluir campos o recursos descubiertos eran áreas para la 2.2 de 400 km cuadrados en promedio, para la 2.3 si no mal recuerdo eran de 200 km cuadrados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La 1.3.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Digo, la 2.3. ¿Me estaba preguntando de la 1.3?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si, sí, porque el problema que tuvimos con la 1.3 es que habían muchas áreas que no eran rentables. Eran demasiado pequeñas y las reservas eran demasiado pequeñas y entonces las empresas están teniendo problemas en términos de rentabilidad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Eran de 20 km, 22 km y 25 km.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Sí, en realidad fue más una Ronda de extracción que de exportación. No tenía un área adicional para la exploración, estaba enfocada a la producción de los campos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quizás algo positivo que tiene esta propuesta que nos están haciendo es que a diferencia precisamente de la 1.3, donde se estableció el área contractual en las misma medida que estaba lo que se le llama la amiba del campo. En algunos casos hubo quien argumentó que no coincidía el campo con el área contractual por interpretaciones distintas de la información geológica, según hemos escuchado aquí a los expertos. En este caso, este riesgo no estaría del todo latente porque el área es mucho más grande que lo que podría decirse que es el campo, entonces salvaríamos esa potencial problemática con esta extensión más grande que se está proponiendo en las áreas contractuales que estamos viendo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Para la Ronda 1.3 fueron 25 áreas, un promedio de 32 km cuadrados. El mínimo fue de 7 y el máximo de 171 km cuadrados.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Entonces estos están mucho más, son 200 km cuadrados. Se vale una segunda pregunta. Entre los criterios no veo las reservas, que tengan de Perdido tantas reservas, porque si tienes áreas que tienen reservas muy bajas tampoco va a ser rentable.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Con el tema de las reservas, para que llegue a ser categoría de reserva debe tener asociado un proyecto de desarrollo. Y esa cuantificación depende mucho del tipo de proyecto que se le aplique al volumen ya descubierto. En ese sentido esta parte de recursos descubiertos la estamos manejando como volumen original remanente, es decir el volumen original descubierto menos la producción acumulada, para que eventualmente cada operador pueda determinar el número, la cantidad final de reservas y sus categorías mediante la aplicación de ese proyecto con que recuperan sus reservas. Entonces el parámetro es en realidad volumen descubierto remanente dentro de los campos.

Continuando, este mapa muestra todos los bloques que están considerados para el plan quinquenal en la categoría de aguas someras y en la categoría de terrestres convencionales y para el análisis se sectorizó el plan quinquenal de acuerdo a las diferentes provincias petroleras, quedando para el caso de aguas someras el sector de Burgos, el sector de Tampico Misantla, Veracruz y el sector de Cuencas del Sureste. Para la parte terrestre, el sector Burgos al Norte, el sector Tampico Misantla, el sector Veracruz y el sector Cuencas del Sureste, Chiapas. Entonces conforme a esta sectorización se diseñaron algunos indicadores que involucraran los criterios que establece SENER en la solicitud y además la Comisión realizó un análisis adicional como parte de los criterios que se consideraron procedentes en este caso, el cual consistió en revisar que las áreas estuvieran en posibilidad de contemplar la columna geológica completa. Y además se revisó la información geológica con la que cuenta la Comisión para determinar algunas complejidades geológicas que pudieran resultar adversas a la hora de poner a concursar estos bloques.

Asimismo, también se analizó la configuración estructural de los principales intervalos de interés en cada uno de los bloques para checar que los bloques contuvieran en la manera de lo posible estructuras geológicas completas. Este es otro ejemplo de la información analizada para la parte de la Cuenca de Veracruz y donde también además checamos que no se estuvieran invadiendo áreas donde no es factible realizar actividades petroleras como las áreas naturales protegidas los sitios Ramsar y las zonas arqueológicas, etc.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el caso de aguas someras se diseñaron unos indicadores para ponderar cada uno de los bloques en el cual se consideró el recurso prospectivo ponderado por tipo de hidrocarburo, la información existente en términos de sísmica 3D, sísmica 2D y pozos exploratorios disponibles en el centro y un ponderador que involucra una proximidad a las instalaciones existentes. Instalaciones de ductos, de líneas de descargas y algunas otras instalaciones como baterías y centros procesadores de gas. Para el caso de recurso prospectivo y su ponderación por tipo de hidrocarburo se utilizó la fórmula para establecer el valor del hidrocarburo dentro de cada área contractual y el análisis – como podemos ver en la tabla – se basó en la parte de aceite con los precios de acuerdo a la fórmula y la parte de gas. Entonces, como los precios del gas son mucho más bajos que los del aceite, se hizo el análisis por separado para no castigar los bloques con gas o principalmente con gas. Para el caso de la sísmica se ponderó. Se le dio más peso a la sísmica 3D, seguido por la sísmica 2D y finalmente la proximidad con los pozos exploratorios.

Entonces, derivado de esta ponderación que se hizo a cada bloque de acuerdo a sus características se seleccionaron los bloques mejor ranqueados, separando como ya mencioné los bloques de gas y los bloques de aceite. Entonces conforme al criterio de conformar áreas contiguas donde se pudieran planear economías de escala, la selección abarca los bloques mejor ranqueados como un clúster en donde esa selección involucra como un muestreo general de todas las áreas del plan quinquenal. Estas gráficas muestran la calificación que se obtuvo de cada uno de los bloques y en este diagrama en verde significa las áreas que se seleccionaron por parte de aceite y las áreas que seleccionaron principalmente con hidrocarburo prospectivo por gas. Entonces, la mayor parte de estas áreas en aguas someras son de aceite con un total de 39 áreas seleccionadas donde se incluyen las mejor ranqueadas y 31 bloques de gas que también se escogieron los mejores bloques de gas. Esta selección representa el 83% del recurso prospectivo cuantificado total para el plan quinquenal en aguas someras y el 72% del área total del plan quinquenal. De acuerdo a los sectores, en el área norte de la parte de Cuenca de Burgos en aguas someras se seleccionaron 37 bloques. Para la parte de Cuencas del Sureste al sur se seleccionaron 8 bloques y para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte de Tampico Misantla Veracruz se seleccionaron 75 bloques, dando un total de 70.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 25 bloques.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Perdón, 25. Dando un total de 70 áreas seleccionadas, de las cuales dos bloques presentes en Cuencas del Sureste abarcan tres, digamos, campos con recursos descubiertos correspondientes al campo Tunich y a los campos Xaxamani y Xicope. El campo Tunich es de aceite extra pesado, el campo Xaxamani es de aceite ligero y el campo Xicope es de gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más se puede hacer la aclaración si son campos que ya están en desarrollo o no.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- No. El campo Tunich tiene dos pozos, uno el cual resultó improductivo y el otro resultó productor no comercial de aceite pesado y el aceite fue tan pesado que no fluyó de manera comercial. Entonces son campos que no están delimitados todavía y están en su fase de exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Están en su fase de exploración.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Y los campos Xicope y Xaxamani solamente tienen un pozo exploratorio asociado, de los cuales han descubierto o el descubrimiento de hidrocarburos se hizo en un sólo play.

Este mapa muestra la cantidad de información que se tiene disponible para la evaluación de los bloques seleccionados, tanto la información que se encuentra en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, el cual consiste en sísmica 3D, sísmica 2D y pozos exploratorios perforados, así como el cubrimiento principalmente de sísmica 2D, el cual muchos están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en desarrollo y muchos otros están por iniciar. Algunos bloques abarcan parte de la campaña de adquisición multi cliente de sísmica 3D que se está haciendo en la Cuenca Salina, la cual es sísmica 3D de Azimut amplio. Este otro mapa muestra la información proveniente de las autorizaciones de exploración que ya se encuentra en la Comisión y la cual fue utilizada para el análisis que comenté al principio de todas las áreas de este plan quinquenal.

En su solicitud la SENER deja abierta la posibilidad de poder unir algunos bloques con base en el potencial en términos del recurso prospectivo y en términos del tipo de hidrocarburo esperado. Adicionalmente, como un criterio adicional para poder proponer una unión de bloques, analizamos el tamaño mínimo aproximado de campo comercial de acuerdo al tirante de agua. Se observó que a partir de más o menos 200 metros los costos de operación y eventualmente de producción se incrementan de acuerdo al tirante de agua por cuestiones de que los equipos ya necesitan ser un poco más sofisticados. Entonces, en esos términos se propone una unión de bloques donde el tipo de hidrocarburo es principalmente gas o se tienen hidrocarburos pesados que son los que son de menor precio según la fórmula de Hacienda, donde se detectaron que existen bajos volúmenes prospectivos y donde además se detectó que el tirante de agua pudiera ser un factor importante para que estos bloques pudieran resultar exitosos. Entonces estos mapas muestran la clasificación de cada bloque por tipo de hidrocarburo mostrando en círculos crecientes la cuantificación de recurso prospectivo. Y estas áreas en contorno negro son las uniones que se están proponiendo de acuerdo a los tres criterios que se están proponiendo.

Este otro mapa muestra las curvas de nivel correspondiente a los 200, 300 y 500 metros para observar el contexto de cuáles son los bloques que se encuentran con un tirante de agua mayor a 200 metros. Adicionalmente este mapa muestra el contexto de los resultados que ha tenido hasta ahora o los resultados que tuvo la Ronda Uno y las áreas en la Ronda Dos que actualmente están en licitación. Entonces la mayoría de las áreas están contiguas tanto a las áreas de PEMEX como a los contratos ya firmados de la Ronda Uno y a los que están en licitación de la Ronda Dos, así como a la infraestructura que se tiene identificada tanto en tierra como en la parte marina en torno a la selección de las áreas. De tal manera que en la parte norte de Burgos somero estamos proponiendo la unión de 16 bloques en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dos que nos da un total de 8 uniones de áreas. La unión de 12 bloques en la parte de Tampico Misantla Veracruz para formar 6 únicos bloques. En la parte de Cuencas del Sureste estamos proponiendo la unión de seis áreas. Considerando las áreas seleccionadas y la unión que se está proponiendo, se estarían dejando 53 áreas totales, en donde la superficie total y los recursos prospectivos y los campos incluidos siguen siendo los mismos.

En este mapa de abajo muestra los campos que están contenidos en los dos bloques que mencionaba al principio. El recurso descubierto asociado al pozo Tunich-101 en un bloque de las Cuencas del Sureste y los campos Xaxamani y Xicope ubicados también dentro de un mismo bloque hacia el sur. Entonces esta sería la propuesta para aguas someras, incluyendo la unión de bloques que quedaría en 53 áreas contractuales. Con la unión de bloques ya en promedio total, las áreas tendrían 560 km cuadrados, se incluirían tres campos y un recurso prospectivo estimado total de 1,937 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor. Comisionado Gaspar.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ayer estuvimos en una reunión en la cual nos mostraron lo que han modificado de la asistencia técnica que les hicimos en aguas profundas. Y nos mostraba SENER que al agruparles áreas de aguas profundas dejábamos áreas con dos bloques o incluso una de cinco bloques y todas las demás de un sólo bloque y decía que de alguna manera ya se estaba mandando el mensaje de que las de un solo bloque eran las más atractivas. Entonces lo que hicieron ellos es de 70 y tantas áreas de aguas profundas lo que hicieron es agruparlas en dos, hacer áreas ya de 2,000 km cuadrados. Es en propuesta. Pero ellos decían para no mandar ese mensaje. Aquí vamos a mandar el mensaje que las que son de un sólo cuadrado son las más atractivas y todas las demás son más complicadas, por eso es que le estamos dando más área. Y además de que si las agrupamos, así como las está agrupando SENER en dos tendrías menos contratos que estar administrando. En este caso daríamos con 70 si fueran solas o con 53 contratos para administrar, además de mandar un mensaje de que las áreas solitas son las más atractivas. Entonces lo que ellos hicieron fue agruparlas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este caso, digo, a lo que quiero llegar es que también nosotros le señalemos eso. Si ya lo aprendimos, ya lo vimos de ellos ayer, decirles que la recomendación puede ser que agrupen de dos. Y eso queda un poco fuera de lo que ya han venido diciendo de plan quinquenal, que querían áreas de aguas profundas de 1,000 km y estas de aguas someras... ¿de 400? De 400. Tendríamos que ser de 2,000 en aguas profundas como ya lo van a proponer y aquí de 800. Pero ya no mandas el mensaje de cuáles son las más atractivas y además en el tema de administración de contratos nos va a ayudar a todos los que vamos a estar involucrados. Se puede quedar así la recomendación o más bien tu mapa con la agrupación cumpliendo con los criterios que ellos traen pero si meterle una nota como lo que ellos están haciendo de la 2.4.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Como una recomendación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Como una recomendación para ir un poco ya alineados como gobierno para que hagan eso y obviamente es decisión de ellos si aquí si quieren dejarlo o no. Pero ayer la idea que ellos proponían se me hizo muy buena sobre todo en el tema de compactar áreas y administrar menos contratos en caso de que todos se coloquen.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- De acuerdo con los criterios que se siguieron para la revisión sobre todo en la geometría de los bloques que abarcaran en la manera de lo posible estructuras geológicas completas y que se tuviera la columna total, ya con la geometría que ya tienen ya es factible unir de acuerdo con los criterios que establezca SENER y de acuerdo como ellos los defina. Y unimos esa recomendación. Y si todas se unen quedarían áreas de manera general en promedio de 800 km cuadrados y quedarían si consideramos la superficie seleccionada aquí en vez de 70 pues quedarían 45 áreas contractuales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 35.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- 35 perdón, 35.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sí tiene esa lógica de lo que dice el Comisionado Franco, ¿no? Al final de cuentas las áreas que están dejándose digamos simples o sencillas sin unir los bloques son las que tienen el suficiente recurso para estar, ser rentables por sí solas y las que se están uniendo es o porque las estructuras de alguna manera traspasaban la frontera de un sólo bloque o porque el recurso no era suficiente para tener en un sólo bloque la rentabilidad, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Y el tipo de hidrocarburo también.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y el tipo de hidrocarburo. Entonces con esa lógica quizás sí valga la pena hacer una recomendación explícita en ese sentido.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y otra pregunta Christian. Este que está acá abajo donde está Tunich, ¿ahí qué son? Acá de tu lado derecho. A ver, creo que puedo mover el mouse. Aquí, aquí. ¿Esto qué es? ¿Son dos bloques?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Aquí se muestra el zoom de la figura A. Entonces esta es un área dentro del plan quinquenal y el límite verde de abajo es una asignación vigente de PEMEX.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ¿aquí pinta a una unificación?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- No tanto porque el pozo que está incluido dentro de la asignación de PEMEX es el pozo Tunich-1, el cual resultó improductivo. Es un pozo que se perforó en 1978. Y el pozo productor es el que está dentro del área contractual. O sea, en realidad la estructura se comparte, pero el recurso habría que evaluar si se comparte.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A como se dijo en 1979.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, que son cosas que quizás nosotros a estas alturas ya deberíamos de tener un dato más actualizado, ¿no? Es decir, si el pozo salió invadido en esta y nosotros hiciéramos la reconfiguración del contacto agua-aceite o bueno que ya está invadido esta parte, pues la estructura seguramente de lo que podría ser un yacimiento está mucho más pequeña de lo que está señalando esta amiba, ¿no? Si estuviera actualizado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De hecho el pozo está en el límite, precisamente por eso parece ser que lo que es el contorno eso es lo que sería yacimiento, es decir, si el pozo estuviera bien ubicado y los límites.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es que nos mostró ayer una configuración donde tenía... exactamente. Exacto, no.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Esta es la configuración de la estructura en el nivel productor del pozo Tunich-101 que fue productor en la brecha del Cretácico. Entonces esta porción de la estructura es la que se encuentra invadida dentro de la asignación de PEMEX. Y el pozo Tunich-101 está por aquí incluso del otro lado de una falla que pudiera estar separando ahí la parte invadida de la parte del yacimiento. No se tiene información más al norte y tampoco sabemos si el Tunich-101 tocó el contacto agua-aceite, pero habría que revisar la información para preliminarmente determinar cuál podría ser el spil point de ese campo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo tenemos localizado. A lo mejor si es con el contacto agua-aceite hacia arriba.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por eso. Entonces en ese sentido se reduce la estructura pues.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Con lo que tenemos hoy no hay posibilidad de unificación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, exactamente. Y la vida es más chica pues.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Falta un pozo delimitador hacia la parte norte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es otro tema, lo mío es aparte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Terminó lo que es aguas someras? Si gusta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ah, al final, al final.

Y DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Este es el diseño de los indicadores para ahora la parte de áreas terrestres convencionales, en donde de igual manera se enseñaron indicadores que involucran el recurso prospectivo con el tipo de hidrocarburo, la información, la proximidad a las instalaciones existentes y adicionalmente aquí si se ponderó el volumen descubierto prácticamente, bueno, o considerado para la extracción, que a diferencia de aguas someras pues solamente existían esos tres campos. Aquí existen más, entonces también se involucró como un indicador para la selección de áreas con los mismos criterios con diferentes ponderaciones. En este caso, para el recurso prospectivo se considera el 50%, para el volumen descubierto el 20%, la información otro 20% y finalmente las instalaciones 10%.

Como parte de los criterios adicionales que se consideraron para este análisis, se analizó la información disponible en tierra y se puso mucha atención en la información geoespacial de los campos y de la infraestructura existente y además la distribución de los pozos perforados en torno a un campo ya descubierto. Esto para que se abarquen – como lo mencionaba el Comisionado Moreira y relacionado a la Ronda 1.3 – que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

abarquen todos los pozos relacionados a un descubrimiento o a un campo dentro del área contractual y donde se observó que existía complejidad en el respecto de que hay asignaciones de PEMEX que se encuentran invadiendo áreas contractuales en términos de la distribución de pozos y viceversa, se consideró como un criterio cualitativo para la selección de áreas. El mapa de acá, este muestra la distribución general de la infraestructura en torno a los bloques del plan quinquenal.

Entonces de acuerdo con los indicadores y los criterios adicionales que se consideraron para la selección de áreas, este mapa muestra los contornos de los bloques seleccionados en los diferentes sectores. De tal manera que, del total del bloque, de los bloques y de su ponderación en este caso se seleccionaron un menor número de bloques prospectivos por aceite 22, y un mayor número de bloques principalmente prospectivos por gas. Esto porque los bloques del plan quinquenal se encuentran en las provincias geológicas principales productoras de gas en México como la Cuenca de Burgos y la provincia de la Cuenca de Veracruz. Entonces el total de las áreas seleccionadas que cumplen con los criterios y que resultaron mejor ponderados son 56. De tal manera que, en Burgos, en el sector Sabinas-Burgos al norte se seleccionaron 22 áreas, en la parte de Tampico Misantla se seleccionaron 8, en la parte de Veracruz se seleccionaron 14 y finalmente en el sector Cuencas del Sureste-Chiapas, se seleccionaron 22 áreas contractuales. Estas 22 áreas consideran un total de 14 campos para la extracción, en donde la mayoría de esos campos son principalmente por gas.

Este mapa muestra la disponibilidad de información tanto en el Centro como de los reprocesos que actualmente están vigentes de ares y estos contornos muestran la distribución de las áreas seleccionadas en torno a la infraestructura existente y que se encuentra disponible para el manejo de la producción en los diferentes sectores por los cuales se hizo el análisis.

De igual manera que se hizo para aguas someras se tomaron criterios tanto del tipo de hidrocarburo como el volumen prospectivo. Y adicionalmente como la mayoría de estas áreas o gran parte de estas áreas no cuenta con información sísmica 3D nueva, la información disponible es parte de la información histórica que proporcionó Petróleos Mexicanos al Centro. Ese fue un criterio adicional – de igual manera cualitativo – para proponer una selección de áreas. Es decir, en áreas donde existe carencia de información





Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmica 3D se propone la unión de bloques para tratar de incentivar la adquisición de nueva información sobre una superficie más grande. De tal manera que en la parte de Burgos se está proponiendo la unión de 6 bloques, en Tampico Misantla unión de todas las áreas, es decir, de los 8 bloques que seleccionaron se están haciendo uniones para que queden 4. La unión de 10 áreas en Veracruz y la unión de 8 áreas en las Cuencas del Sureste al sur.

Esta tabla muestra los 14 campos que se incluyen dentro de la selección de áreas que se realizó de acuerdo a los indicadores. Entonces, finalmente este es el mapa general de la propuesta que se le está haciendo a la Secretaría de la selección de bloques a partir de las áreas del plan quinquenal en donde entonces al norte le estaríamos, con toda y la unión de bloques se le estaría proponiendo 53 áreas, donde vamos a incluir la recomendación de que a partir de esos 70 bloques si los unimos de a dos pueden ser 35 áreas. Y para la parte de áreas terrestres un total de 40, considerando las uniones que revisamos adicionalmente.

Adicional a la selección de áreas, le estaríamos recomendando a la Secretaría de Energía tres puntos principales. Primero, que actualmente está en licitación áreas en aguas someras y precisamente en áreas terrestres convencionales, por un lado, de la Ronda 2.1 que está próxima a ser licitada y la Ronda 2.2 y 2.3 que son en tierra. Entonces la recomendación es que dada la superficie que no sea asignada conforme el avance de cada Ronda de licitación es conveniente que estas áreas se incorporen al plan quinquenal de licitaciones y, bueno, en la manera de lo posible que se puedan llegar a incorporar a esta licitación 3.1. La otra recomendación es que uno de los criterios que nos establece la Secretaría de Energía es que se propongan áreas que sumen a la plataforma de producción que actualmente se tiene. Sin embargo como vimos los volúmenes de los campos que están incluidos dentro de los bloques pues el volumen no es tan grande a comparación por ejemplo de las áreas que tiene PEMEX a su resguardo. Entonces en este sentido para sustantivamente aportar a la producción nacional se tendrían que complementar en las capacidades de la empresa productiva del Estado para llevar esos volúmenes ya descubierto a un horizonte más cercano en tiempo y que puedan abonar a la plataforma de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La última recomendación de las más importantes que se le está haciendo es que pues gran parte de las áreas y del recurso prospectivo y también del volumen descubierto pues es en tierra. Entonces en este sentido es necesario realizar el proceso o el estudio de impacto social y consultas previas que marca la Ley de Hidrocarburos con la profundidad y el detalle de la normativa aplicable y conforme a lo que está dispuesto en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburo en los artículos 78 y 87 el cual establece el contenido y el alcance que debe incluir estos estudios de impacto social y de consulta previa. Esto para evitar problemáticas en el futuro en la administración de los contratos que eventualmente sean otorgados en el marco de esta licitación. Esta es la propuesta de selección de áreas que se le estaría proponiendo a la Secretaría y con estas recomendaciones principales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.
Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Bueno, en principio muchas felicidades por el documento, me parece muy bien sustentado. Yo me referiría exclusivamente a esta última parte que tenemos precisamente a la vista que habla de recomendaciones. En principio yo propondría modificar el título para que fueran consideraciones finales y recomendaciones, porque algunas son recomendaciones y otras sí son recomendaciones específicas.

Sin embargo, también Christian cuando nos explicas el contenido de las recomendaciones suenan muy razonables, pero cuando las leemos en el texto ya no tienen esa claridad. Voy a hacer referencia a alguno de los párrafos. Por ejemplo, en cuanto a que se incorporen las áreas que no sean adjudicadas en las Rondas previas o en las licitaciones previas nos queda bien claro. Pero creo que el párrafo no es del todo creo yo preciso y claro. Es el segundo párrafo, creo yo; "Asimismo la consideración de superficie que no resulte asignada con el avance de cada Ronda de licitación, en conjunto con las áreas que eventualmente pasen a disponibilidad del Estado proveniente de los asignatarios y contratistas de licitaciones pasadas, podrán ser incorporadas en el plan quinquenal con miras a evitar que áreas con potencial exploratorio resulten ociosas." O sea, aquí lo que estamos diciendo es que esas áreas estén en plan quinquenal y realmente

f

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'Y' and several scribbles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ya están en plan quinquenal. Más bien creo que lo que tenemos que decir es algo así como “se recomienda – hacer la recomendación directa – se recomienda que aquellas áreas contractuales, si quieren ahorita les paso esto, que pudieran ser asignadas, que pudieran no ser asignadas en licitaciones previas a la 3.1 y que cuenten con características semejantes a las áreas propuestas sean agregadas a esta licitación – y esto ya viene en el texto – con el fin de evitar que áreas con potencial exploratorio resulten ociosas.” O sea, ser más directos. Porque la idea la tienen bien clara, pero me parece que a la hora de plasmarla en el documento no queda con esa misma claridad, y...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más la palabra “ociosa” yo la pondría como que no resulten con actividades petroleras.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Precisión también. En vez de asignadas yo hablaría de adjudicadas para no confundir con asignaciones de PEMEX. Perdón.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, tiene razón, es que fue una idea rápida que escribí. Y luego esto de lo último que nos comentabas, Director sobre el estudio de impacto social, donde claramente nos dijiste verbalmente que se requiere un estudio con mayor profundidad y detalle. Yo creo que esos dos calificativos son los que debemos de agregar a la recomendación, que es el párrafo penúltimo que no lo dice así. Dice, “considerando que una parte de los recursos prospectivos y volúmenes descubiertos se encuentran en áreas terrestres convencionales, es importante contar y prever los análisis necesarios de impacto social y consulta indígena en torno a las áreas seleccionadas.” Es decir, no estamos mencionando la profundidad y el detalle que tú verbalmente si comentaste. Entonces este tipo de...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Después sí se dice en el penúltimo renglón. Dice, “deberán realizarse de acuerdo con el detalle, los alcances y la profundidad de análisis establecido en la normatividad aplicable.”

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En la presentación, pero no en el documento que nos pasaron.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ah, ok, estamos hablando del documento.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, este es el documento que se va a SENER. Entonces el poderlo aquí discutir de una forma que nos quede a todos claros pero que al final le llegue a la Secretaría de Energía de otra manera pues pierde el objetivo que hemos discutido aquí. Hay algunos párrafos, y por eso digo que son recomendaciones y consideraciones, que no quedan del todo, del todo claro. O sea, como que se pierde la idea a la hora de la redacción. El tercero por ejemplo. "Es importante resaltar que la opción de una estrategia donde se busque tener un alcance mayor de apertura tanto de superficie como de recursos de hidrocarburos, el enfoque para medir el éxito de las licitaciones no debe de depender del número de áreas otorgadas, sino de las actividades e inversiones que lleven a reducir la incertidumbre exploratoria, especialmente en áreas poco exploradas con alto potencial y poca infraestructura." Me parece que esta es una consideración más que una recomendación.

En el antepenúltimo párrafo y antes del ante penúltimo creo que es una sola idea, deberíamos de manejarlo sin punto y aparte porque pareciera que estamos hablando de otra idea y estamos hablando de la misma idea. Digo, en general me refiero más bien a la forma de plasmar en el texto las ideas que aquí nos quedan bien claras, pero que a la hora que las leemos en el documento formal que se va a la Secretaría de Energía no quedan del todo expresadas en el mismo sentido.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Gracias Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Con mucho gusto si quieren les ayudamos a fijar estas ideas ya en el documento final.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí se me hace la idea muy buena, el lenguaje está barroquísimo. ¿Verdaderamente que es la consideración de superficie, qué quiere decir eso? Porque no decir la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

superficie que no resulte asignada en cada Ronda de licitación y las áreas que pasen a disponibilidad del Estado. Tiene palabras, palabras, palabras que no. ¿Qué quiere decir “eventualmente pasen”? Las áreas que pasen. ¿Y para qué decir en conjunto? Y las áreas. O sea, tiene palabras que no te dan ninguna cosa nueva. Y luego hablas del potencial exploratorio, pues, en realidad evitar que áreas con potencial petrolero no sean explotadas. ¿Por qué que es potencial exploratorio? O sea, en realidad lo que estamos buscando son áreas que tengan potencial petrolero, ¿verdad? Está muy padre, no más que el lenguaje está así como muy...

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, si, es una cuestión nada más de redacción.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De acuerdo, lo revisamos.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y quizá incorporar el comentario del Comisionado Franco en el sentido de la unión de bloques, ¿no? Como una recomendación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- O consideración.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Y de manera general también para la parte...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Perdón?

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- También aplicaría para la parte terrestre.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, claro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La parte terrestre me quedaría un poco de duda, si quieres regrésate a tu ejercicio. Por eso ya no comenté en la parte terrestre.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- A ver, no sé.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, donde...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Donde, creo que es la final.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Donde están los bloques.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ahí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No, esa es la somera, quiero ir a la terrestre.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Me fui muy para atrás.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Te vas para atrás.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que es la que sigue. La que sigue. Ahí está.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa. Es que ahí la mayoría son gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues no sé. Se puede hacer un criterio general y ya que lo analice quien al final decide qué áreas son.

DIRECTOR GENERAL DEL ÁREA DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, INGENIERO CHRISTIAN MOYA GARCÍA.- Es el mismo concepto. Se pueden unir áreas porque la geometría ya lo permite.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? ¿No? Licenciado Beltrán, ¿podría dar lectura a la propuesta de acuerdo?"

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

ACUERDO CNH.E.25.001/17

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 Primera Convocatoria de la Ronda 3.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:23 horas del día 13 de junio de 2017, la Comisionada Porres dio por terminada la Vigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK-

La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.

Alma América Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Ernesto Beltrán Nishizaki
Secretario para esta sesión

OAK-TREE

SAFETY

OAK-