



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:07 horas del día 20 de febrero del año 2018, 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, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Octava Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.0074/2018, de fecha 19 de febrero de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

Debido a que en esa ocasión no podría 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.

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.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Alma América Porres Luna 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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la propuesta de puntos de medición provisionales del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.
- II.3 Opinión sobre la propuesta de modelo de contratación para la migración de las Asignaciones A-0092-M-Campo Cinco Presidentes y A-0292-M-Campo Rodador a un solo Contrato para la Extracción de Hidrocarburos.
- II.4 Asistencia Técnica a la Secretaría de Energía sobre la solicitud de Migración de las Asignaciones A-0144-M-Campo Giraldas, A-0083-M-Campo Chiapas-Copanó, A-0230-M-Campo Muspac, A-0099-M-Campo Comoapa, A-0317-M-Campo Sunuapa, AE-0054-2M-Mezcalapa-04 y AE-0063-3M-Grijalva-01 a un solo Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Para el desahogo de los primeros dos puntos del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva informó que debido a que se trata de la misma asignación, se había preparado una sola presentación para los dos casos por lo que sugirió que, de no haber objeción, los temas se trataran de manera conjunta.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la propuesta de puntos de medición provisionales del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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 Secretaria Ejecutiva. Estimados colegas, quisiéramos poner a su consideración la presentación del Plan Provisional para permitir dar continuidad operativa a estas actividades de exploración y producción y la propuesta de puntos de medición provisionales del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado de un movimiento de migración de la asignación AE-0398-M-Misión, que abarca una extensión de 1,711 km². El área consta de dos polígonos que se encuentran separados y dentro de ella PEP firmó un Contrato de Obra Pública Financiada (COPF), el 4141033997, con la Empresa de Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. Esta asignación se encuentra en la Cuenca Terciaria de Burgos localizada en el noreste de México y en esta asignación se ubican 18 campos – pero ahorita en un momento se les va a explicar con un poquito más de detalle – en los cuales hay 435 pozos de los cuales hay 90 pozos que ya están taponados y cerrados de manera definitiva. Es preciso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comentarles que aquí en esta asignación se tiene la profundidad para la exploración y la extracción en todas las formaciones con excepción aquellas de los plays no convencionales, aquí sí es bueno hacer esa consideración. A mí me gustaría que el jefe de Unidad Técnica de Extracción nos pudiera hacer las presentaciones de los dos puntos del Orden del Día para esta asignación y que nos pueda dar mayores detalles. Por favor maestro Mena, ¿nos podría?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias comisionada, por supuesto, Comisionados. Si me permiten presentar precisamente los dos puntos que acaba de hacer referencia, pasamos a la siguiente lámina por favor.

Antes que nada, el marco normativo nos indica que los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos y en específico sobre el artículo 24 en su fracción dice que cuando se pretendan migrar Contratos Integrales de Exploración y Producción o Contratos de Obra Pública Financiada – como es este caso – se deberá de presentar para aprobación de esta Comisión y se deberá detallar las actividades programadas y en ejecución. Asimismo, la siguiente lámina. El marco normativo para el tema de Lineamientos en Materia de Medición, artículo 42, indica que debemos de considerar al inicio de las actividades una propuesta de puntos de medición a efecto de iniciar precisamente considerando los cuatro incisos que están enunciados y que se refieren a la identificación, ubicación, designación de responsable oficial y mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo de algún operador para llevar a cabo la medición, determinación o asignación de volumen, calidad y precio por cada tipo de hidrocarburo. Entonces sobre esto, adicional al análisis que se realiza, pero será muy puntual al final sobre estos puntos de los dos marcos normativos que acabo de presentar.

Características generales del área contractual. Ya la Comisionada nos dio un contexto general. Pueden ver en el esquema del lado derecho que está en el Estado de Tamaulipas y precisamente contiene un total de 18 campos, mencionaba la Comisionada. Lo voy a leer para efectos de registro. Es Arcabuz, Bocaxa, Cali Camargo, Forcado, Géminis, Integral,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mandarín, Misión, Paje, Presa, Quitrín, Santa Anita, Tepozán, Tinta, Trapiche, Troncón y Valadeces. Son yacimientos de gas húmedo y gas seco principalmente. Vale la pena enfatizar eso, que la profundidad para la extracción, tanto como para la extracción, considera todas las formaciones y – como lo comenté – a excepción de los no convencionales, que son los de gas y aceite de lutitas. Adelante por favor.

Estas dos áreas tienen colindancia con el vecino país del norte y está compuesto de 103 pozos. Estos son los pozos que están operando. Adicionalmente hay otros 55 que producen de manera intermitente y ahorita mostraré el perfil de producción atribuible a cada uno de estos pozos. En total 158. Hoy día se produce del orden de los 53 millones de pies cúbicos de gas y más menos 200 barriles por día de grados API 53. O sea, son condensados.

El objetivo del Plan Provisional considera las siguientes actividades que tienen como objetivo garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción en la actual asignación. Pueden ver que se considera en este periodo de un año la perforación de tres pozos con sus respectivas terminaciones y por supuesto la construcción de líneas de descarga. Asimismo, está considerado 14 reparaciones mayores y el procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos, así como estudios geológicos. Dentro de los estudios geológicos pues destacan los modelos depositacionales, definición de facies sedimentarias y análisis de electro facies en registros convencionales.

Con respecto a la producción, este es el perfil esperado para los 12 meses. El área mayor es la que se le atribuye a los pozos de producción continua y mencionaba que existe una banda que está reflejada en la parte superior con un color más claro que se le atribuye a estos 55 pozos que producen de manera intermitente. Entonces la solución que se encontró fue poner una banda determinada con base en el análisis histórico estadístico de estos pozos y entonces contribuyen al perfil en este caso de producción de gas que – repito – anda del orden hoy día de los 53 millones de pies cúbicos. Y pueden ver que conforme vayan incorporándose las reparaciones mayores y la perforación de estos tres pozos al final del periodo, pues se verá una tendencia. Es pequeña, pero se ve que es incremental. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y en la parte de los condensados, que mencionaba que ahorita andan del orden de 200 barriles, de igual manera se va a ver el reflejo y solamente aquí vale la pena destacar que hay un pozo que en particular tiene una mejora (en) producción de condensados, que es el Misión-85 y que se espera un aporte de más menos 50 barriles. Digo, no son también producciones muy grandes, es tema de la escala. Pero ese es el perfil de condensados igual con su componente en la aportación de los pozos intermitentes.

Pasemos a las inversiones y gastos de operación. PEP estima una inversión de 65.29 millones de dólares distribuidos por actividad y subactividad como se muestran en las siguientes gráficas de pie. La actividad petrolera sería el 1%, pues es básicamente para el reprocesado y estudios geológicos. Lo que se refiere al desarrollo, que es la segunda gráfica, y es del orden del 34% que son/representa unos 22.4 millones de dólares y aquí están consideradas las perforaciones y las reparaciones. En la parte de producción, que se refiere principalmente a la operación de las instalaciones de producción, es el correspondiente 39% que equivale a 25.4 millones de dólares. Y la actividad relacionada con el abandono sería el 26%. Ellos ya están considerando, previo a la migración, el abrir un fondo precisamente para el desmantelamiento de instalaciones.

En resumen, del plan provisional presentado, pues consideramos que tiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación que permitirían dar la continuidad operativa y de producción de la actual asignación como opera en este momento. Se recomienda que los resultados de los estudios – mencioné algunos de ellos, el reprocesamiento y la toma de información – permita ser soporte para maximizar el factor de recuperación que se proponga en el futuro Plan de Desarrollo. Durante la vigencia de este Plan Provisional de un año, se plantea un incremento del factor de recuperación por campo. Recuerden que son varios campos, pero pues variarán entre 0.14% y 4.2% para gas y entre el 0.5% y 4.8% para el condensado. El Plan Provisional plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido.

Pasemos a ver el tema de los puntos de medición. Esta es una imagen satelital, se puede ver la frontera con Estados Unidos. Están las áreas polígono A y polígono B. Aquí solamente lo que quiero mostrar son los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuadritos amarillos que representan cada uno de los 14 puntos de medición de los que en un momento voy a hablar y cómo están ubicados para la recolección del gas y condensados y las líneas en rojo pues son los ductos. Es importante mencionar que este en particular es un ducto de logística y toda la producción se deriva hacia el Centro de Medición Km. 19.

En esta gráfica quisiera llamar la atención sobre los puntos en color naranja, que son precisamente los puntos de medición provisional para gas. Están ubicados cercano a estos campos que se ven del lado izquierdo, son siete campos, pero que hacen la recuperación de los hidrocarburos de los demás campos mencionados. Y estos son los 14 puntos que se están considerando como de medición provisional para gas y estos dos en color azul serían los puntos de medición provisional de condensado, que es importante señalar que son las únicas instalaciones donde se cuenta con las instalaciones y la capacidad para recuperar los hidrocarburos, ya que son transportados en carro-tanques. Entonces ahí es donde se recuperan y luego finalmente también son enviados hacia el kilómetro 19 y después hacia el C.P.G Burgos.

Como requisitos – mencionaba al inicio – se debe de cumplir con la ubicación del punto de medición. Entonces están perfectamente señalados y ubicados en cada uno de los polígonos y referenciados con cada uno de los campos más cercanos para precisamente cubrir la recolección total de los dos polígonos. La identificación del punto de medición provisional específicamente tiene que estar acotado y por eso pusimos los nombres. No los voy a leer en su totalidad, pero es importante mencionar que están numerados y ejemplificados y está claramente redactado en donde está ubicado. Por ejemplo, la salida de Entronque de Quitrín ese es uno de los puntos y así sucesivamente para su identificación. Y todos los que están arriba del 1 al 4 en la parte del polígono A (del 1 al 4 en el polígono A) y del 5 al 14 en el polígono B, todos estos puntos cuentan con tecnologías de medición tipo placa de orificio para el gas natural. Y en la parte de medición de condensados la tecnología de medición es del tipo másico Coriolis y son estos dos puntos: Cali 1 Entronque Comitas y Misión 2 Entronque Cañón 1A.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Otro de los requisitos es determinar el responsable oficial. En este caso se presentaron como responsables el jefe de producción, de mantenimiento, obras e ingeniería de producción de la compañía SMB, Servicios Múltiples de Burgos. El procedimiento para la determinación de medición y asignación volumétrica se presentó con tecnología de medición dinámica en los puntos de medición compuestos de gas y condensados con tecnología – repito – de placa de orificio y másico Coriolis. Y el procedimiento para la determinación y asignación de calidad se presentó para la determinación en los puntos de medición propuestos de gas y condensado con muestreos automáticos y manuales, así como la determinación de las propiedades por análisis de laboratorio con trazabilidad y acreditación. Dicho de otra manera, esos puntos cumplen precisamente con lo que está referido en los acuerdos de medición y son los puntos que se identificaron donde se puede determinar el precio de hidrocarburos. Lo anterior fue ratificado con una opinión favorable de la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Derivado del análisis, emitimos un dictamen técnico en sentido favorable con relación al Programa Provisional asociado a la migración de la asignación AE-0398-M-Misión. Y cedo la palabra por si hay alguna duda/aclaración/comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. En realidad, bueno, quisiéramos poner a consideración los dos dictámenes tanto para el Plan Provisional como para el punto de medición provisional y estamos atentos a sus comentarios. Por favor Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Si podemos regresar a la lámina donde se describe la ubicación y descripción de los puntos de medición. Yo tengo nada más una duda. Si, donde viene el esquema, sí. Entendemos que en el kilómetro 19 que vemos en la pantalla, donde aparece esta planta como diagrama, llegan varias corrientes, no solamente llega la corriente de esta de Misión y estamos analizando lo relativo al punto de medición. Mi pregunta es si se va a hacer una metodología para la asignación de valor o si ya vamos a tener en los puntos de medición sistemas independientes.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ok. Efectivamente llegan más de 100



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

corrientes al Km. 19. Entonces cada uno de estos puntos cumple con las condiciones para entregar justo ahí. Se cumple con las condiciones de medición, en este caso placas de orificio para el tema de gas, Coriolis para el tema de condensados. Y se establece la calidad acordada entre el productor, el área productora, y la recepción. Entonces ahí incluso se considera la transferencia y custodia de la partícula de hidrocarburos. Entonces con esa condición se puede determinar el precio.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y en cuanto a la medición, al volumen, ¿estaríamos haciendo una metodología a través de una especie prorrateo? Eso lo que se...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, no, no.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Ya hay una medición independiente?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, lo vamos a hacer a través precisamente de la placa de orificio. No es a través de una metodología de balance, es justo ahí precisamente en esos puntos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok, perfecto.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Pero, sí, nada más para dar un poquito más de precisiones. Efectivamente tenemos la medición con placa de orificio. Se determina la calidad con las propiedades de fluido para determinación de los condensables y la calidad del gas como tal. Y dado que vienen las corrientes hasta kilómetro 19 se solicitó al operador petrolero una metodología para entonces determinar bajo balance las propiedades, macho, los volúmenes, un volumen. Aunque tengan que acordarse dentro de las dos partes de los puntos de medición y transferencia hacia atrás, sí se tiene que determinar bajo una metodología, ahí sí se solicitó.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- El balance, de prorrateo pues.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Así es, así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Es el API?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- No, no. Esa metodología de balance son los volúmenes en el caso para gas. En el caso para condensados si tú determinas los condensables, entonces manejas el API para 14.5 para los condensables por la calidad del gas. Pero tenemos barriles físicos y tenemos los condensables que se van en el gas. Los barriles físicos se manejan en tanques en cada una de las asignaciones de esos 14 puntos, tenemos tanques y se manejan por carro-tanques hacia lo que sería los dos entronques que tenemos en Cali y en Misión 2 para quitarle... Más bien esas son dos instalaciones que tienen las características de poder almacenar, poder recibir y poder bombear porque tenemos que tener infraestructura para poder bombear y mandarlo a kilómetro 19. Entonces seleccionó esos dos puntos porque tienen las condiciones de infraestructura para poderlo bombear, almacenar y medir con placa de orificio. Perdón, con medidor Coriolis.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Si, Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo dos comentarios generales, voy a empezar con este de puntos de medición. No me queda claro. El operador plantea un punto de medición para aceite, uno para gas. Para aceite no tengo ningún comentario, es para gas, y dice que lo va a medir con placa de orificio. Presenta una ecuación y dice que en función de esa ecuación pues se puede hacer los cálculos. Pero también dice – y es el punto – que lo puede hacer por un prorratio, usa un balance de masa. Lo que no me queda claro es cuál va a considerar al final. Si lo hace por dos diferentes métodos pues va a haber diferencias. ¿Cuál es el que vamos a considerar nosotros?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí. Dado que tenemos en el Km. 19 no solamente una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

corriente, tenemos varias, es el punto que tenemos como el volumen total vamos a decir de las corrientes, entonces tiene que asignar una producción de medición. Entonces esa producción de medición que se maneja con el operador que tenemos atrás tenemos la referencia, porque tenemos la referencia con el medidor de placa, entonces se maneja una diferencial que debe dar más una cantidad más menos a lo que tenemos en la incertidumbre del medidor en las condiciones de salidas en el punto que tenemos hacia atrás.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero debe ser muy cercano.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Exacto, debe ser muy cercano.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero cuál vamos a considerar, el medidor, el menor, el promedio, el de la placa de orificio, el de la masa?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- No, no. Se maneja en este caso con el contratista. Se maneja unas condiciones de determinación de precio tomando como referencia el de él y el del que se tiene, con una diferencia de más menos lo que tengas en el medidor. El medidor puede tener más menos, no sé, 1%, 2%, y se determina un rango. Eso ya es entre los dos operadores. Pero no te puedo decir hasta que no tenga los datos de medición. Es una conciliación de ventas – ¿sí? – de acuerdo entre los dos operadores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi punto es: ¿No será bueno tener una regla desde antes y no esperar a que tengamos las diferencias? Porque bueno, en la redacción viene la ecuación y después dice, “adicionalmente a lo anterior – a la ecuación de placa de orificio – el operador petrolero presenta un procedimiento de balance de la producción del bloque Misión en el cual se contempla la asignación de producción por prorateo hacia los pozos”. Entonces lo van a hacer. Vamos a tener dos estimaciones.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Así es. Si, pero...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que hay que utilizar las mejores prácticas internacionales pero creo que habría que plantear el cómo, ¿no?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, lo que pasa es que hay que recordar que la calidad que tenemos del gas, aunque tengas una calidad del gas hacia atrás con unas condiciones, tiene sus partículas de líquido, vamos a ver agua y condensado que tienes todavía en una condiciones que no se te quitan hasta lo que se tiene o la eliminación hasta lo que tienes en kilómetro 19. Entonces esas diferenciales no son muy con una discrepancia muy severa o muy grande. ¿Sí? Entonces dentro de la calidad del hidrocarburo que se tiene este caso el operador, que lo tiene la calidad que se va a determinar, obviamente tú determinas los condensables o los líquidos que tienes posiblemente que se van a quedar en el kilómetro 19. Entonces ahí es donde tú determinas, precisamente lo que me preguntaba el Comisionado Gaspar es: ¿Cómo lo determinas? Con el API determinas la calidad y los condensables que tuvieras en el kilómetro 19 a las condiciones que tienes. Entonces con esto tú determinas la diferencial de volumen que tienes con la calidad del hidrocarburo con las propiedades y el balance que tienes en kilómetro 19. Entonces depende de los volúmenes que se manejen en ese momento, con esa calidad y con la metodología de balance entonces se cuadran los volúmenes con la calidad del hidrocarburo y los condensables que tuviste hacia adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, el proceso, los cálculos no están en duda. O sea, está muy claro. Nada más la cuestión es qué vamos a hacer al final cuando tengamos dos números diferentes. Ese es el punto, ¿no? Que se revise.

El siguiente tema es el que tiene que ver con el Plan Provisional. Durante la Ronda Cero en agosto de 2014 hubo un compromiso mínimo de trabajo para el campo Misión, para la asignación Misión. ¿Cómo se compara ese Programa Mínimo de Trabajo con lo que nos están presentando al día de hoy? Y quiero dar unas cifras antes de que ustedes contesten, miren. El campo fue asignado el 28 de noviembre de 2003, ya tiene 14 años, con Servicios Múltiples de Burgos. 14 años repito, 14 años ellos tienen operando. Y en el año 2014 en el proceso de Ronda Cero SENER le asigna



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY

a Pemex, le da una asignación del área, y hay un compromiso mínimo de trabajo. Estamos pidiendo, porque así es el planteamiento legal, que ellos tengan un Plan Provisional y que además también tengan los puntos de medición porque va a haber una firma de una migración de este contrato en días próximos. Es un requisito. Pero bueno, no debemos olvidar que hay algo que se comprometió en Ronda Cero. Y me gustaría saber qué pasó con esa comparación, con lo que tenemos aquí.

Y la otra pregunta, ya para dejarles el micrófono a ustedes, es: ¿Por qué empiezan hasta el mes cinco? En la redacción se dice que el primer mes es después de que firmen la migración. ¿Pero por qué empezar hasta el mes cinco y no empezar antes? ¿Y por qué el pozo, que es Misión-85, lo mandan hasta el mes 10 y no le dan prioridad? Si al final pues va a producir un poco más de aceite. O sea, ¿hay una situación ahí de análisis de rentabilidad que ellos planteen? O sea, repito, cómo se comparan, cómo se alinea todo esto con Ronda Cero. Sería la primera pregunta. ¿Y la segunda es por qué no adelantan algunas de esas actividades o le dan prioridad? O sea, suena como lógico que lo mejor el pozo Misión-85 que va a producir o que tiene un pronóstico de producción de 50 barriles adicionales en lugar de hacerlo en el mes 10 lo hagan en el mes pues 4 o en el 5, ¿no?

Y nada más para dar un poquito más de visión con respecto al compromiso mínimo de trabajo, yo aquí tengo la perforación de dos pozos de exploración y otros cuatro de desarrollo. ¿Entonces cómo está eso con respecto lo que nos están presentando?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo contesto la primera parte en lo que ahorita me apoyan con los datos comparativos de Ronda. Para no dejar abierto el tema de la medición, el prorrateo de balance solamente es del área y sólo hacia los pozos. O sea, la respuesta concreta es que se respeta la medición que se está estableciendo para las placas de orificio. Si.

Aquí en la gráfica de actividades voy detrás, por qué la actividad hasta ese momento. Regrésate. A lo mejor es también un poco el esquema en que fuimos quitando algunas cuestiones para hacer más ágil la presentación. La verdad es que sí hay mucha actividad desde el mes uno. Empiezan incluso los acondicionamientos del área. Por ahí están considerando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacer las peras, revisar para el trabajo de la actividad ya de perforación. En sí hacen algún tipo de mantenimiento. Con eso inician en el área. Sí tiene sentido que pues sí hay un pozo que da pues un poquito más, digo, son 50 barriles de condensado del Misión-85, pudiera hacerse un poco antes. Pero yo igual cuestionaba y quitamos mucha actividad que a lo mejor no se ve en la gráfica pero que sí se realiza en el área previamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero repito. Yo estoy en la operación del campo, ¿por qué esperar cuatro meses para empezar a hacer reparaciones mayores? ¿O por qué esperar hasta el mes 10 para hacer una reparación de un pozo que nos va a dar más aceite? ¿O por qué esperar hasta el mes 11 para perforar un pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Con base a eso doctor, ellos están esperando los resultados de la actualización de la caracterización que tenían geológica. Una vez que tienen esta caracterización, ya pretenden hacer las reparaciones. Por eso es la espera, quieren esperar los resultados para posteriormente ya tener esas actividades.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, ¿tienen que esperar cuatro meses para tener ese análisis?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, es correcto, de lo que ellos están planteando de inicio.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tienen 14 años operando y están esperando cuatro meses para la parte de la geología.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias. Nada más faltaría la Ronda Cero, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- ¿Tenemos algún dato de referencia de Ronda Cero?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De Ronda Cero teníamos el Santa Anita-501 y 601 de 2014 y hay que recordar que también la opinión se hizo en 2015 de la procedencia de la migración.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que está alineado. Perfecto, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún? Ah, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si doctora, muchas gracias. Es respecto también al tema este de este plan. O sea, sabemos que es un Contrato de Obra Pública Financiada, ya dijo el doctor Néstor de más de una década que están operando ahí. Digo, nuestro proceso está así para la parte de CIEPs y COPFs de que si se acepta a la migración de estas asignaciones a un Contrato de Exploración y Extracción y si está produciendo pues nos debe de presentar un Plan Provisional y con puntos de medición provisional y un montón de cosas provisionales y un año de actividad. Pero la realidad es que debemos ver que ya en CIEPs Y COPFs que ya son los socios, que ya se conocen, que llevan años ahí, deberían de presentarnos ya el Plan de Desarrollo. Eso digamos es así como una alerta otra vez a que podemos mejorar los procesos que estamos llevando a cabo, porque si no nada más tenemos la visión de 12 meses de un operador que decimos ya lleva ahí más de una década que debería de ya saber qué es lo que va a proyectar en los siguientes años; porque cuando hicimos esta opinión en 2015 que su servidor creo que fue el que la presentó aquí en Órgano de Gobierno cuando era director general, ahí mostrábamos cuál iba a ser el incremental de actividades, ¿no?

Ah, discúlpame, tienes razón Gaby. Ese no se pasó a Órgano de Gobierno porque antes eran como asistencias técnicas y eran trabajadas en las direcciones generales. Pero en esa información que nos mandaron para aceptar o decir que estamos a favor de la procedencia de la migración de este COPF, ahí se mostraban perfiles de producción de largo plazo. Entonces, y ahí se compararon con Ronda cero. Entonces digamos ahorita el proceso es así, es este Plan Provisional. Los cuestionamientos que hace el doctor Néstor dice, "bueno, por qué se tardan tanto de hacer una reparación, una perforación, si ya tienen más de una década trabajando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ahí". Y bueno, pues ya los estaremos viendo en unos meses con su Plan de Desarrollo en el cual esperamos que pues 14 puntos de medición provisional no sé cuántos se vayan a convertir en realmente ya el punto de medición definitivo.

Y también estoy muy de acuerdo en lo que comenta el Comisionado Néstor de que si va a haber dos datos tenemos que decidir ya cuál va a ser el bueno. Sino vamos a estar dando mucha incertidumbre en de una vez este dato y una vez el otro. Y al final lo que debemos tener es un dato de medición con el cual calcular las regalías y los ingresos que le van a tocar el Estado. Yo creo que sí me sumo a lo que comenta el Comisionado Néstor de analizar y tratar de una vez definir y dejar claro a los operadores cual va a ser el dato que va a tomar el Estado para el cálculo de los ingresos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, reforzando un poco. El 28 de noviembre de 2003 se firma el contrato. Son 14 años lo que llevamos. La cuestión es que es por 20 años y entonces esto se termina el 8 de enero de 2024, ¿no? Entonces bueno, si andamos con Planes Provisionales y andamos con desarrollos de este tipo, pues yo no sé si va a alcanzar el tiempo para que en los 20 años puedan hacer esto o a lo mejor se hace un cambio – ¿no? – de la vigencia. Pero sea que se cambie la vigencia, sea que sea 2024, pues finalmente el valor de los hidrocarburos es función del tiempo, ¿no? Entonces nos conviene tener los hidrocarburos antes. Y digo nos conviene, estoy hablando del Estado, estoy hablando de la compañía esta que se llama Servicios Múltiples de Burgos, estoy hablando de Pemex, estoy hablando de todos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, lo interesante de que si migra a un Contrato de Exploración y Extracción se da por terminado el compromiso del Contrato de Obra Pública Financiada y se les daría un periodo, no sé si está considerado para 20 años más.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo comentaron, ¿no? Son 25 años.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, como fuera, hay que traer las actividades.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? Yo quisiera nada más. Efectivamente se está presentando el Plan Provisional porque así está dentro de los mismos lineamientos, ¿no? Entonces si quisiéramos cambiar tendríamos que cambiar nuestros lineamientos para que se presentara un Plan de Desarrollo. Y digamos son de las áreas mejora que nosotros mismo tenemos, igual lo del plan, o sea, sobre los puntos de medición, qué tipo de metodología utilizar, son áreas de oportunidad dentro de nuestros mismos procesos, ¿no?

Y yo quisiera hacer aquí un comentario anexo a lo que han hecho aquí mis compañeros Comisionados en el sentido de que esta área de asignación que va a migrar a ser contrato pues tiene – como lo comentamos al principio – 18 campos y de esos 18 campos hay algunos, que no son pocos, que se prevé... no se prevé, o sea, se ve ya con cierta certidumbre que van a ser compartidos con Pemex. Y en ese caso pues en este tiempo, también en este año, tendrían que estar planeando que en el Plan de Desarrollo tengan que presentar también el proceso de unificación y ver quién va a operar todos estos campos, que va a ser un punto muy importante de cambio en la misma operación dado que como se venía operando era de que el mismo Pemex era el operador digamos tanto de esta asignación como de lo que hay fuera de la asignación, que también son otras asignaciones de Pemex.

Entonces a partir de que esto se transforma a un contrato pues tendrán que seguir y alinearse a la normativa aplicable para los procesos de unificación de esos campos, ¿no? Entonces es un proceso que, además de todo lo que se ha comentado, se tendrá que cumplir ya y proponerlo dentro del mismo Plan de Desarrollo que se presente dentro de un año, ¿no? Entonces si no hay algún otro, sí, por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que está muy claro que este es un requerimiento legal. Pero como hemos hecho los comentarios en otras reuniones de Órgano de Gobierno, creo que quiero concientizar a los operadores que están en este supuesto que ya tienen operando mucho tiempo. Esto del Plan Provisional es muy adecuado para los nuevos operadores que llegan a un campo, ¿no? A un área



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contractual. Porque tienen que estudiar durante un año, se les da un año para que... Pero ellos ya lo tienen. Entonces finalmente ellos pueden por decisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es "hasta".

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exactamente. Por decisión decir, "bueno, aquí está mi Plan Provisional". Pero puede llegar al mes y decir, "bueno, aquí está ya mi Plan de Desarrollo". Y creo que eso sería mucho muy conveniente. No hay posibilidad de hacerlo obligado legalmente, pero la lógica o el espíritu del Plan Provisional era para los nuevos operadores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, correcto. Por favor Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De hecho, bueno, evidentemente ya teníamos un proyecto desde hace algunos meses que se detuvo para incorporarlo en la mejora completa de los Lineamientos de Planes. No obstante, derivado del comentario de la sesión pasada, se retomó el tema para analizarlo en conjunto con la Dirección General de Regulación, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y Dirección General de Contratos para valorar la pertinencia y las razones por las cuales conviene o no uno u otro. Y se les expondremos en alguna próxima reunión para determinar la pertinencia de hacer esa modificación de manera rápida, independiente de la modificación global a los Lineamientos de Planes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias. Digo, la opinión cuando dijimos que sí migrara o esta asistencia técnica cuando se dijo pues en las direcciones generales, no se hablaba del no convencional. O sea, era pues lo que está en la asignación petrolera y ya y hace rato se comentaba que aquí se considera toda la columna, excepto el no convencional. Pero estos últimos años hemos hablado mucho de la estrategia de gas, de lo importante que es que incorporemos acciones para tener satisfecha la demanda de gas en nuestro país. ¿Existirá alguna posibilidad o hacer alguna recomendación para que se incluyera toda la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

columna? Que SENER pues la tomara en cuenta y le diera toda la oportunidad a Pemex con su socio sobre la incorporación de toda la columna para poderla explotar. ¿Existe alguna posibilidad?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, o sea, creo que se tendría que hacer un cambio en la asignación previamente antes de haber hecho este proceso. Pero bueno, como recomendación se puede hacer, pero creo que estamos en un proceso ya muy adelantado para hacer esta recomendación. Si, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. En razón de que la ley previó la posible migración de este tipo de contratos de CIEPs o COPFs, se entiende que tienen derecho respecto de lo que firmaron originalmente en los términos cuando se realizó. Entonces el ampliar estas condiciones creo que sería ir más allá de lo que se previó con la Reforma Energética.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Tienes toda la razón Comisionado. Sería equivalente como asignar directamente un área que no fue otorgada mediante un proceso licitatorio. Sí, tienes razón. Yo creo que no vale la pena recomendarlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Entonces si no hay algún otro comentario pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las resoluciones y los acuerdos siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.08.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.08.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y X de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 24 de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de puntos de medición provisionales del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de la Asignación AE-0398-M-Misión, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.08.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de puntos de medición provisionales del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de la Asignación AE-0398-M-Misión.

II.3 Opinión sobre la propuesta de modelo de contratación para la migración de las Asignaciones A-0092-M-Campo Cinco Presidentes y A-0292-M-Campo Rodador a un solo Contrato para la Extracción de Hidrocarburos.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, muchas gracias Comisionada, Comisionados. Bueno, lo que vamos a presentarles aquí es una opinión que estamos emitiendo a solicitud de la SENER con referencia al modelo de contrato que aplicaría a estas asignaciones Cinco Presidentes y campo Rodador que lo desean agrupar en una sola asignación para después poderlo poner en licitación.

Como saben, desde la Reforma Energética en el año 2013 en el sexto transitorio se señalaba que Pemex o la empresa nacional tenía la oportunidad de solicitar los campos y áreas en exploración que quisiera mantener para operar, hacer actividades de exploración y extracción. Esto se dio en marzo del 2014. Pemex hizo su solicitud, la SENER con asistencia de la CNH en agosto del 2014 decidió otorgarle más de 280 asignaciones de extracción, más de 100 de exploración y algunas temporales denominadas AR. Y en la Ley de Hidrocarburos se señala que Pemex puede solicitar la migración de sus asignaciones, siempre y cuando cumpla con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una serie de requisitos, que eso ya sucedió en el caso del campo Rodador y de Cinco Presidentes que atienden a la Ley de Hidrocarburos y al reglamento. Y en la etapa que estamos ahorita es en la opinión del modelo de contrato. Esa opinión de modelo de contrato la SENER nos solicita la opinión sobre el modelo de contrato y nos envía las justificaciones del por qué considera el modelo de contrato que nos propone analizar. En este caso está proponiendo un contrato en la modalidad de licencia.

Con esa solicitud, lo que hicimos aquí en la Comisión fue que nuestra Secretaria Ejecutiva lo turnó al Comisionado ponente, en este caso su servidor, y a las áreas de la Dirección de Contratos y a la Dirección General de Administración Técnica de Contratos. En este proceso que hacemos al interior nuestra Dirección de Contratos solicita una opinión técnica a nuestra área de administración de contratos y con ella suma la opinión legal y eso es los documentos que nosotros les estamos presentando aquí. Para esta ocasión, el titular de nuestra Unidad de Administración Técnica de Contratos va a presentar la información o el sustento que hace que nos vayamos por esta modalidad de contratos o la modalidad de contratos que propone el área técnica. Y ya al cierre yo daré mi opinión como ponente sobre si vamos por el Contrato de Licencia o no. ¿Sí? Adelante Fausto.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionado, buenos días Comisionados. Como bien lo menciona el Comisionado Franco, la Unidad Técnica de Administración de Asignaciones y Contratos se le turnó realizar la opinión técnica con respecto al modelo de contratación para la migración de dos asignaciones: La migración AE-0092-M-Campo Cinco Presidentes y la asignación A-0092-M-Campo Rodador. Adelante por favor.

En primera instancia lo que ven ustedes aquí son características generales de las asignaciones que se han conformado en una especie de clúster para poder migrar al contrato. Aquí la agrupación de estas dos asignaciones suman un total de 167 km², de los cuales corresponden al campo Rodador que aparece en esta parte 28.4 km² y corresponden al campo Cinco Presidentes 138.7 km², ¿no? Y básicamente estas dos áreas componen lo que serían los campos Cinco Presidentes y el campo Rodador. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de algunos de los aspectos generales y técnicos a considerar tanto para la asignación de Cinco Presidentes como para la asignación del campo Rodador, está que, en específico para el campo Rodador, este tuvo su primer descubrimiento en el año de 1971 con el pozo Rodador-1. Presenta un aceite de características con un API de 29, de alrededor del 29.41 y este campo presentó su producción máxima en el 2004, alcanzando para la parte de aceite alrededor de unos 8,000 barriles diarios y para la parte de gas unos 11 millones de pies cúbicos de gas. Este campo formalmente comenzó desarrollo en el año 1979 y siguió a esto una reactivación en el año 2002 donde básicamente vienen perforaciones adicionales y reparaciones a pozos ya existentes. Derivado de esa reactivación, para este año tenemos un total de 90 pozos en el área de Rodador, de los cuales de esos 90 pozos se encuentran al día de hoy productores 19 y que han reportado una producción al mes de enero promedio por pozo de 150 barriles de aceite y alrededor de 180 mil pies cúbicos de gas. Eso es para el tema de Rodador.

Para el caso de Cinco Presidentes, este fue descubierto en 1960. El pozo descubridor fue el pozo Yucateco-1 y con una densidad API de aproximadamente 33 grados API entre las diferentes formaciones de las cuales produce el campo. El desarrollo formal inició a principios de los años 60 y alcanzó su producción... su producción máxima fue en el año de 1968 llegando a producir 66,000 barriles diarios de aceite y 103 millones de pies cúbicos de gas. Después de eso, lo que hace Pemex en el campo es que inicia con métodos de recuperación secundaria y en el año de 1976 implementa lo que es inyección de agua en el campo. Para 2001 hace un caso muy similar a lo que ocurrió para el campo de Rodador donde inicia una campaña de reactivación del campo, llegando a tener un total de 404 pozos en el área contractual. Y de esos 404 pozos al día de hoy, bueno, perdón, a diciembre del año pasado, teníamos 31 pozos abiertos. A enero de este año tenemos reportados 30 pozos y de los cuales la producción promedio por pozo es alrededor de 160 barriles de crudo y alrededor de 190 mil pies cúbicos de gas.

Si hacemos la suma de todo eso, es lo que ustedes observan básicamente ahí en esta lámina. El volumen original de la suma de ambos es de 1,200 millones barriles de aceite y de 1,188.4 mil millones de pies cúbicos de gas conforme a las reservas reportadas al primero de enero del 2017. Como ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también lo comenté, la densidad del aceite se encuentra entre 29 y 33, 29 para campo Rodador y 33 para Cinco Presidentes. Para enero del 2018 la última producción reportada combinada de los dos campos es de 7.68 mil barriles diarios de aceite y 9.69 millones de pies cúbicos de gas. Y en términos generales, el total de pozos que involucran estas dos asignaciones es de 494 pozos, de los cuales 90 son para campo Rodador y el resto es para campo Cinco Presidentes. Y como también lo mencioné, a inicios de enero teníamos reportados en Rodador 19 pozos productores y 30 pozos productores en el área de Cinco Presidentes. Adelante.

Derivado de eso, como también lo menciona el Comisionado Franco, la SENER nos solicita la opinión y la SENER misma ofrece justificaciones para el modelo de licencia. Dentro de las principales justificaciones que ofrece la SENER las clasificamos en tres, en técnico/operativas, administrativas y generales. Dentro de las técnico/operativas destaca la SENER que el área contractual cuenta con la infraestructura necesaria tanto de transporte como para el manejo de la producción, lo que podría ser reutilizado en temas de amortización de inversión y obtener otros beneficios adicionales para los económicos del proyecto.

En la parte administrativa menciona que el modelo de licencia es el que ofrece una mayor flexibilidad operativa debido a que no requiere aprobación de un presupuesto para el contratista. Y finalmente en aspectos generales lo que menciona es el aspecto de comercialización que no se requiere la comercialización por tratarse de un Contrato de Licencia. Y también otro aspecto general importante que mencionan es que debido a que este campo es considerado ya como un campo maduro pues básicamente ha agotado gran cantidad de su energía. Y tal cual como lo vemos en la opinión que se presenta aquí a la CNH, con la ayuda del área de la Unidad de Extracción pues se observa básicamente en el perfil que presentan que lo único que hacen es una continuidad operativa el campo. ¿No? Adelante.

Con base a las consideraciones que emite esta Unidad Técnica de Administración de Asignaciones y Contratos con respecto al modelo de licencia o en favor del modelo de licencia como ya lo hemos venido trabajando, nos enfocamos en cuatro aspectos principales. El primero de ellos es el aspecto técnico, donde básicamente identificamos que existe un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

riesgo geológico bajo principalmente porque son campos que se tienen produciendo básicamente desde hace casi 60 años, ¿no? Entonces prácticamente la geología y la operación del área está perfectamente identificada. Como lo mencionamos anteriormente, también es considerado aceite de mediano a ligero, yendo desde los 29 grados hasta los 33.

Vemos que hay un gran desarrollo y operación ya dentro de los dos campos con los 494 pozos que les mencionaba, 90 para Rodador y 404 para el área de Cinco Presidentes. Aquí uno de los aspectos claves que identificábamos dentro del plan que se presentó con propuesta para la migración es que se requiere la implementación de sistemas artificiales de producción y de reparación y esto es evidente cuando analizamos el plan para determinar la continuidad de dicho campo, ¿no? Requerirán hacer un gran número de reparaciones y también un gran número de perforaciones. E incluso, como último aspecto para la incrementación del factor de recuperación, podría ser necesaria la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria como se hizo ya para el caso Cinco Presidentes, pero aplicadas para el campo Rodador, ¿no? Que posiblemente pudiera ser como se menciona la inyección de agua para represar el yacimiento. Eso es en cuanto a los componentes técnicos.

En cuanto al componente económico, básicamente el cálculo de la contraprestación que se paga al Estado es sobre el ingreso bruto. Es básicamente sobre los ingresos. En este sentido también identificamos que, si se quiere seguir lo que se menciona en el componente técnico de la implementación de sistemas una campaña agresiva de perforación para mantener la producción del campo, pues obviamente requerirá altos gastos de inversión por las perforaciones que se requieren. Pero por ser considerado un campo maduro, pues también requeriría elevados costos de operación para mantener el campo, ¿no?

El otro aspecto es el aspecto de flexibilidad operativa. En esta parte básicamente al tratarse de un Contrato tipo Licencia, como ya lo mencionaba también la SENER, permite cierta flexibilidad al operador en la toma de decisiones ya que el plan sí es aprobado por esta Comisión. Sin embargo, no existe una aprobación formal del presupuesto. Lo que no quiere decir que no hayan procesos de seguimiento y supervisión que,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

independientemente del tipo de contrato, esta Comisión debe de llevar a cabo. Y otro de los aspectos que consideramos también importantes, pues disminuye los costos administrativos al no haber esa interacción y ese seguimiento tan riguroso sobre todo en la ejecución de las inversiones y los presupuestos asociados a este tipo de contratos.

Finalmente, el último de los componentes es el tema de la comercialización. Aquí básicamente no existe comercialización, prácticamente la contraprestación al Estado es en efectivo y no en especie. Y como lo mencionaba en los aspectos económicos, el cálculo de la contraprestación se hace con base al ingreso bruto. Y finalmente pues no existen riesgos y costos asociados a la comercialización, no habría que ir por todo ese proceso de costos adicionales para que se haga la comercialización del hidrocarburo del Estado. Adelante.

Ese es con lo que respecta a la opinión técnica de esta Unidad Administrativa de Asignaciones y Contratos. Y en lo que refiere a las consideraciones jurídicas, tenemos dos. La primera es el transitorio cuarto del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia Energía, donde básicamente se establecen los cuatro modelos de contratos que se pueden utilizar: servicios, utilidad o producción Compartida y Contrato de Licencia. Y el siguiente de los componentes es la normatividad aplicable a la cual hacemos referencia, que básicamente son tres. La primera de ellas es el artículo 29 en su fracción tercera de la Ley de Hidrocarburos, donde establece que corresponde a la SENER establecer los modelos de contratación con la opinión tanto de la Secretaría de Hacienda para el modelo fiscal y con la opinión de la CNH en la parte técnica.

En el artículo 18 de la misma ley, también señala que para la determinación del modelo de contratación se podrá elegir, entre otros, los modelos de contratos ya antes mencionados. Y finalmente en la sección primera del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se establecen las disposiciones relativas a las contraprestaciones que deberán de tener los Contratos de tipo Licencia. Adelante.

Como resumen, básicamente dentro de la opinión legal, nuestra Dirección General de Contratos establece que el modelo de contratación de licencia propuesto por la SENER y por el área técnica de la Comisión se encuentra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

previsto en el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de hidrocarburos y su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta jurídicamente procedente dicha modalidad. Y en lo que corresponde a la opinión técnica de esta Unidad, es que consideramos que el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría es el más adecuado por los comentarios ya vertidos aquí en esta presentación, ya que con ella se disminuyen costos de administración, recursos humanos tanto por la parte del contratista como parte del Estado, permitiendo al contratista enfocar sus recursos operativos, toma de decisiones y económicos en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, reduciendo obviamente la carga administrativa. Y es la opción que ofrece las mejores condiciones al Estado respecto a los riesgos y a su administración, así como los beneficios al contratista derivado de lo que ya mencionábamos en temas de la flexibilidad y el control de la operación que tendría dentro de los campos. Con eso termino mi participación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias doctora. Bueno, miren. Con esta opinión que está presentando aquí nuestro equipo técnico y legal, sería la opinión número 30 respecto a un modelo de contrato. La primera opinión la hicimos para un proceso licitatorio, la Ronda 1.1 el 20 de noviembre del 2014 y la primera opinión sobre la migración de un contrato, así como este CIEP – bueno, perdón, como un CIEP – fue el 5 de agosto del 2015. En esas 30 opiniones, digo, me voy a quedar en la 29, no voy a sumar todavía esta, hemos diferido en seis opiniones con la SENER dando los argumentos muy similares a lo que se hace aquí en cada sesión cuando nos presentan el análisis jurídico y técnico. Si pueden observar con todas estas 30 ya pues tenemos experiencia aquí con nuestros equipos, tan es así que se demuestra en que la solicitud llegó el 14 de febrero aquí a la Comisión y estamos hoy 20, con el fin de semana que se nos cruzó, estamos atendiendo rápidamente la opinión sustentada en todos estos argumentos técnicos y legales que se deben presentar cuando uno justifica por qué estamos tomando decisiones en el Órgano de Gobierno. Entonces eso es algo que hay que felicitar aquí a nuestros equipos, están capitalizando la experiencia ya de 30 opiniones y esperemos llegar al récord de que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

opinemos rápidamente ya no en cuatro días, sino en dos o en uno. Vamos a seguir trabajando en ese tema.

Lo que sí es que hay que dejar bien claro que cuando se hacen las opiniones al modelo de contrato no nos debe dar miedo el tema de administrar contratos. Se señala que el de licencia es más fácil de administrar, pero les apuesto lo que quieran que los contratos de la L3 les generan mucho más consumo de tiempo que lo que están administrando de los demás contratos. Les apuesto lo que quieran. Ahí están depositando el 90% de la administración de los contratos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y son licencias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y son licencias, ¿no? Entonces no nos asustemos en esa parte, tenemos que automatizarlos y en algún momento cualquier contrato que nos presenten lo tenemos que administrar de manera excelente. Y el tema de la comercialización, bueno, sí, no se generan costos en la comercialización en el tema de licencia porque ahí no se comparte la producción con el Estado y el Estado no tiene que gastar en comercializar. Sin embargo, hay que aplaudir que ya tenemos dos compañías que comercializan hidrocarburos para el Estado adicional a la que ya veníamos operando. Entonces eso genera mercado, genera más competencia y seguramente nos va a generar mucho conocimiento en nuestra Dirección General de Comercialización. Y el decir que en los Contratos de Licencia no me meto a la comercialización, pues habrá que ver, porque hay que estar seguros que dónde se está comercializando ese producto derivado de la licencia porque se pagan los ingresos de ahí.

Entonces y bueno, ya con todos los argumentos y esto que acabo de decir, en este caso no es migración, es de algún contrato CIEP o COPF que queramos mover a Contratos de Exploración y Extracción. Esto es muy parecido digamos a los contratos de la L3, donde eran algunos del Estado, algunas asignaciones que eran AR que se le otorgaron a Pemex. Y con ese argumento, porque ustedes saben que yo siempre he estado o bueno no siempre, en las últimas he estado en contra del modelo de licencia cuando es un contrato en aguas someras, ¿sí? Porque yo creo que ahí tenemos el conocimiento en México, el potencial y somos capaces de llevar a cabo un Contrato de Producción Compartida sin ningún problema y además le damos seguridad energética al país.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y en la parte de licencia para los Contratos Integrales de Exploración y Producción o COPF, en esos yo he estado en contra de que sea licencia debido a que requieren de alta supervisión. Ya lo vimos hace rato en este tema anterior que hay contratistas de más de una década ahí y entonces tenemos que ver que hagan bien su trabajo. Y si revisamos también cómo van las asignaciones de los COPFs o CIEPs, también las otras, pues vamos a ver que se han dado situaciones en las cuales no se cumple adecuadamente y creo que el de producción Compartida para CIEPs y COPFs pudiera ayudarnos mucho a la supervisión en contratos en donde no se ha demostrado la eficiencia para lo que fueron contratados.

Pero en esta ocasión, como es un contrato terrestre donde no hay CIEP y COPF, donde hay interés de Pemex de migrarlo a un Contrato de Licencia, la ponencia también está de acuerdo en el análisis realizado por nuestras Direcciones Generales de Contratos y de Administración de Contratos para que esto sea un Contrato de Licencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Comisionado Acosta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias, gracias Comisionados. Bueno, yo quisiera comentar nada más que en las ocasiones en las que hemos discutido este tema de si determinar de si opinamos en relación con un Contrato de Producción Compartida o de Licencia, en lo personal invariablemente me he manifestado en favor de la licencia, que es lo que hoy se nos está proponiendo. Pero en relación con lo que se decía anteriormente, no es tanto por la preocupación de las cargas de trabajo de administración, en lo absoluto. O sea, no es porque tengamos temor de cómo administrar este cúmulo de información que tenemos que revisar.

En lo personal me he manifestado porque son contratos que abren el espacio a la corrupción. Así de sencillo. A veces falta decirlo de forma más clara, pero yo en concreto lo he manifestado de forma expresa. Este país el problema principal que tiene es un problema de corrupción y estamos autorizando contratos que abren la puerta a que se prevean situaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que pudieran generar espacios a la corrupción. Y de lo que se trata precisamente es de cerrar esos espacios. Entonces no por nada los contratos de franquicia que se dan a nivel mundial y a nivel nacional no optan por repartir o proponer cuotas en relación con las utilidades, si no en relación con las ventas brutas. O sea, la lógica del mercado indica que la administración en relación con utilidades es muy complicada. Pero si esa obligación aparte se traslada a cargo del Gobierno, no solamente se le agrega la complicación, sino adicionalmente se le agregan los riesgos de corrupción.

Y por otra parte también la ineficiencia, porque vamos a estar pagando los contribuyentes mexicanos la burocracia de las compañías operadoras. Simple y sencillamente la eficiencia o ineficiencia va a estar siendo pagada por los contribuyentes porque eso se le va a cargar a los costos de inversión de cada contrato. Entonces mi opinión ha sido invariablemente en que yo no creo que en estos momentos sea adecuado un modelo de Contrato de Producción Compartida, simple y sencillamente porque abre espacios a la corrupción. Nada más, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Creo que vale la pena enfatizar que la CNH es el garante de la maximización de valor de los hidrocarburos. Y en ese sentido creo que hay pues pros y contras en cada uno de los posibles tipos de contrato. Específicamente para este, yo veo que estamos manejando dos campos que fueron muy buenos: Cinco Presidentes y Rodador. Y tienen pues explotándose más de 50 y tantos años, ¿no? Ahí están las gráficas. A lo mejor podemos ver las gráficas.

Y durante todo ese tiempo, lo que se observa es que ahí por el año 76 ahí en esa gráfica – no se alcanza a ver, creo que anda por aquí, ¿no? – se empieza a inyectar agua al yacimiento y, bueno, se observa un comportamiento ahí de la producción para ambos campos, para Cinco Presidentes... Es gas y aceite para Cinco Presidentes. Pero lo que quiero enfatizar aquí es que solamente se ha sacado no tengo el número, posiblemente ustedes lo tengan, pero es un factor de recuperación menos de 30%. Entonces estamos hablando de una historia de producción de casi



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

60 años con un factor de recuperación de menos de 30%. No sé si tienes el valor?.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si, para el campo de Cinco Presidentes se tienen 33% de factor de recuperación y con la posibilidad de llevarlo hasta 34% en el final del plan presentado. Y para el caso del campo Rodador, el día de hoy nos encontramos con 29% y este sí tiene una mayor posibilidad de expansión de llevarlo hasta el 37%.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Pero yo quiero enfatizar en el tiempo que nos ha llevado sacar un 33%, una tercera parte de todo el aceite que está en el yacimiento. No podemos sacar todo el aceite, pero los procesos de recuperación secundaria y mejorada pueden ser aplicados y de alguna forma se comentan en toda la argumentación que nos están dando. Que tengamos un Contrato de Licencia, y así está planteado también en lo que nos mandaron, Pemex tiene la intención de mirar esto, ¿no? Tener un socio y cambiar de operador. Esto significa que Pemex va a firmar un contrato y ese contrato va a ser por un tiempo determinado, posiblemente digan 30 años o 20 más 5 más 5, no sé cuánto digan.

El punto que quiero traer aquí a la mesa es, y regresando a que nosotros somos el garante de la maximización del factor de recuperación, es que el contrato tiene que ser lo suficientemente amplio para que si hay inversiones que tengan que ver con recuperación secundaria y mejorada puedan ser reintegradas, ¿no? Eso lo permite el Contrato de Producción Compartida, porque en la medida que van erogando pues pueden obtener el dinero. Yo me iría también por el de licencia en esta ocasión, aunque lo he hecho también por producción compartida en el sentido de los CIEPs y los COPFs, pero con una pequeña observación en el sentido de que fuera licencia pero que cuando hagan el contrato (el farm out) Pemex visualice cómo va a hacer este plan de explotación para que en la ventana del contrato con el socio se pueda recuperar la inversión. Porque si no, ¿qué puede suceder? Si el contrato no alcanza a cubrir el tiempo suficiente para recuperar el aceite, pues no le van a querer meter dinero a recuperación mejorada. Ese es el problema, esa es la situación.

A ver, voy a tratar de ejemplificarlo en otro sentido. Son números que se me vienen a la mente no tiene que ver nada con esto, pero si el contrato,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ya sé que no son de 10 años, pero si el contrato fuera de 10 años y la producción que voy a obtener de recuperación mejorada la voy a obtener en los primeros 15 años, pues si yo fuera un socio o si fuera el operador no quisiera meterle dinero porque va a terminar mi contrato y es cuando voy a empezar a tener los regresos del proyecto de recuperación secundaria y mejorada. Es ejemplo. Lo voy a poner en un ejemplo más claro aquí.

Si el contrato que voy a firmar es de 30 años y voy a obtener la producción hasta el año 45 y la suma de los primeros 45 años me van a dar la rentabilidad, entonces como que habría que buscar alguna forma de que eso se pudiera recuperar. Yo veo dos formas, una es recuperar costos que tienen que ver con la recuperación mejorada o la secundaria o hacer más grande el contrato y podría quedar como licencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, a ver. El tema de cualquier tipo de contrato, de cualquier actividad que hagamos en el sector petrolero que hagamos en el país puede tener puertas abiertas para la corrupción como lo señala el Comisionado Acosta. Pero yo creo que también hay gente o tenemos gente que podemos cerrar esas puertas. Si nos preparamos más, si conocemos lo que tenemos que hacer, si estamos bien involucrados en el trabajo y la responsabilidad que tenemos, yo creo que sí podemos cerrar esas puertas. Es como decir, "no voy a enseñarle a mi hijita a andar en bicicleta porque se va a caer" y nunca le compro una bicicleta y nunca le enseño y nunca la llevo para que lo haga. Tiene que aprender a hacer esas cosas. Si nosotros pensamos que estos problemas que tenemos en el país es tratando nada más de cerrar la puerta, yo creo que no. Y la gente que nosotros con la que hemos trabajado, con la que hemos opinado que si vaya en producción compartida desde la licitación uno, que hemos diferido en algunos aspectos, que nos hace reflexionar con lo que vamos ejecutando, yo todavía no veo esa puerta abierta en donde estemos diciendo: "Oye, vamos a acreditar costos que no lo son o vamos a aprobar cosas que no lo son". Nosotros en nuestro papel estamos vigilando, todos los días aprendemos, todos los días regulamos, todos los días estamos vigilando que esas actividades se hagan con total transparencia. Tan es así el nombre que tenemos en alto de esta CNH en materia de transparencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y si bien no nos va a tocar ver todo lo de acreditación de costos a nosotros porque lo ven otras entidades, nosotros somos los responsables de que este contrato se ejecute bien. Y yo creo que, si encontramos esas puertas que pudiera la gente por ahí colarse para hacer algo malo, hay que ver la manera sistematizando, viendo cómo se vigila, vigilando, haciendo los formatos, haciendo lo que sea necesario, la experiencia que nos haya dado de ver por qué fallaron en otros procesos y esa gente se coló por esas puertas. Yo creo que es lo que debemos ir para adelante. O sea, el tema, el de corrupción – digo, me voy a enganchar un poquito –, pero está de moda en el país, ¿no? Es lo que vende ahorita. Pero yo creo que tenemos muchos servidores públicos, muchas personas allá afuera que ya estamos cansados de eso y lo queremos mejorar por lo menos en nuestro ámbito, en nuestro círculo de influencia. No le tengamos miedo a esa parte.

Seamos cautos, estemos alerta, pero sí hay que poner las medidas que nos puedan ayudar a mitigar todo eso y sobre todo si tenemos experiencia de casos que hemos visto qué fue lo que pasó y que podemos hacer alguna medida que evite que sucedan esas cosas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a tomar la palabra. En cierta manera yo me quisiera salir un poco, porque creo que todos hemos abonado a que sea de licencia. Pero los argumentos que estamos dando es en cuestión de la administración, o sea, de las cargas administrativas y del mismo control del proyecto. Y yo no quisiera meterme a la administración porque ya lo discutieron bastante en términos de corrupción o no corrupción. A mí me gustaría abonar un poquito en el asunto del control del proyecto.

Sinceramente yo pienso que el control del proyecto como tal nosotros deberíamos inclusive también desligarlo del tipo de contrato, porque ese control del proyecto debería de estar totalmente ligado al plan. En este caso un Plan de Desarrollo o un Plan de Exploración. O sea, en el momento que se proponga por el operador un Plan de Desarrollo o un Plan de Exploración, o sea, según sea el caso, nosotros estaremos en posibilidad – y ahí sí es competencia total de la CNH – de tener ese control y no dejar ir digamos proyectos que no propongan proyectos de recuperación secundaria. O sea, no dar valor al Estado y al mismo proyecto como tal en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuanto a que no vayan a hacer alguna actividad que convenga para la optimización del valor del yacimiento en dado caso, ¿no?

Entonces yo creo que de repente nos ponemos a discutir, y es muy válido, el punto de si el tipo de contrato nos va a quitar control o quitar valor. O sea, lo que comenta el Comisionado Martínez (o sea) es muy claro, ¿no? Desde luego si nosotros vamos a tener un proyecto limitado en tiempo y queremos hacer una gran inversión, pues quizá no tengamos el tiempo de recuperación. Pero bueno, estamos pensando que esos proyectos son de 25 y pueden tener mayores tiempos de adición de 30, 35 años, sino es que más. Entonces con eso, teniendo un buen Plan de Desarrollo para estos casos, pues sería básicamente nuestra competencia tener el control técnico para que se dé el valor y que se optimice el valor de estos campos, ¿no? Yo lo dejaría ahí y bueno, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias doctora. Estoy completamente de acuerdo. Yo también creo que el control de la forma de explotación de los campos, de las áreas contractuales, se da más bien en los planes, en los planes que nosotros aprobamos.

Pero quisiera referirme ya a una propuesta concreta, porque dentro de todas estas discusiones que hemos tenido, siempre que hablamos de licencia hablamos de que el Estado no pierda la posibilidad de tener barriles en especie cuando surta una circunstancia en específica. Y de hecho el Comisionado Franco lo ha propuesto en algunos otros contratos. Yo quisiera que lo agregáramos aquí también. Sé que el volumen es muy pequeño, pero no se trata solamente de volumen, se trata también de posibilidades de tener abastecimiento en determinadas zonas del país. Entonces quizás agregar a esta recomendación que hacemos a la SENER de estar de acuerdo con licencia pero que se incluya la cláusula correspondiente con la posibilidad de que el Estado, en ejercicio de un poder soberano, pueda en cualquier momento decidir cuándo quiere que le paguen en especie por condiciones especiales.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Creo que la pregunta o lo que nos están pidiendo es que demos nuestro punto de vista acerca de que si es licencia o es producción compartida. Pero creo que es importante todo este tipo de comentarios y yo me sumo a lo que dijo el Comisionado Acosta, pero creo que, aunque no es el momento, yo también quisiera que en el contrato de farm out cuando se firme que nosotros le propongamos a la SENER que se aseguren que el contrato farm out coadyuve en la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada. Y es claro que si yo hago una corrida financiera de 20 años pues va a ser diferente a si la hago a 40 años y eso va a afectar la definición de los posibles periodos que se van a hacer.

La CNH lo que hace por lineamiento es ver la maximización de valor en el tiempo en el que el operador nos trae la corrida. No vamos a poder pedir que nos haga una corrida de 50 años si su contrato es a 35. No vamos a tener la posibilidad de exigirles que hagan eso. Entonces a mí sí me gustaría que se pudiera poner esa adición o esa pues recomendación en suma a la anterior de que podamos recuperar la producción también en especie. Y repito, es asegurar que el contrato farm out que firme Pemex coadyuve en aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Estamos de acuerdo? Ok. Secretaria Ejecutiva, podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.08.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de opinión de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, opinó a favor del modelo de contrato Licencia para la migración de las Asignaciones A-0092-M-Campo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cinco Presidentes y A-0292-M-Campo Rodador a un solo
Contrato para la Extracción de Hidrocarburos.

**II.4 Asistencia Técnica a la Secretaría de
Energía sobre la solicitud de Migración de
las Asignaciones A-0144-M-Campo Giraldas,
A-0083-M-Campo Chiapas-Copanó,
A-0230-M-Campo Muspac,
A-0099-M-Campo Comoapa,
A-0317-M-Campo Sunuapa,
AE-0054-2M-Mezcalapa-04 y
AE-0063-3M-Grijalva-01
a un solo Contrato para la Exploración
y Extracción de Hidrocarburos.**

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia de la
Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado
Gaspar Franco Hernández, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias Comisionada,
Comisionados. Bueno, lo que les vamos a presentar aquí es la opinión
técnica para solicitar la migración de siete asignaciones petroleras
agrupadas y que posteriormente Pemex las pueda llevar a cabo con la
ayuda de un socio. Dentro de los digamos antecedentes igual la Ronda Cero
que se plasmó en el sexto transitorio de la Reforma Energética donde se le
dio la oportunidad de solicitar campos y áreas de exploración para seguir
operando. Y la ley le permite a Pemex, la ley y el reglamento de
hidrocarburos le permite a Pemex solicitar a la SENER el poder migrar estas
asignaciones petroleras a un Contrato de Exploración y Extracción. Eso ya
sucedió, le hizo la solicitud a la SENER, la SENER nos pide nuestra opinión
aquí a la CNH, ahorita el equipo técnico estará mostrando algunas láminas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

de ello, y se tienen que revisar todo lo relacionado con el 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos donde principalmente se debe ver la conveniencia para la nación sobre la migración de estas asignaciones a un contrato y que versan en el tema de producción, en el tema de incorporar reservas y en el tema de realizar más actividad con sus correspondientes inversiones. Entonces yo dejaría al equipo técnico que presentara todo el soporte del dictamen y posteriormente haría algunos comentarios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Efectivamente nos vamos a referir particularmente para esta opinión sobre el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que dice que la justificación de la conveniencia de la migración debe estar en términos de a) la producción base incremental de hidrocarburos, b) la incorporación de reservas, y c) el escenario de gastos, costos e inversiones necesarias para el desarrollo eficiente.

La relatoría, si le damos a la siguiente. Esa solicitud, como bien mencionaba Comisionado Franco, fue en agosto de Pemex a SENER. SENER a la CNH solicita la opinión técnica el 16 de enero. Esta Comisión solicita aclarar cierta información basado precisamente en el artículo 29 que acabo de mencionar. La información se remite finalmente el 14 de febrero y hasta el día de hoy que presentamos la opinión técnica. Adelante por favor. Permítanme poner un poco de contexto sobre la identificación de estas asignaciones.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Me permiten?

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pueden regresar a la lámina? Quiero también aquí hacer una observación. Si se fijan, digamos ya la información completa llegó el 14 de febrero. La estuvimos trabajando este fin de semana y por eso estamos aquí seis días después. El mensaje que quiero mandar es que si nos mandan bien la información, y con la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

experiencia que ya tienen nuestros equipos técnicos que también con esta ya serían más de 20 opiniones que hace al tema de migración de asignaciones, podemos hacer los procesos más eficientes. En pocos días podemos sacar ya las opiniones completas, ya tenemos la experiencia, obviamente presionamos un poquito el equipo y el equipo muy dispuesto a hacer el trabajo. Pero sí necesitamos por parte de los operadores que nos entreguen bien completa la información.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias por la precisión. Y sí, efectivamente se ha ido mejorando el proceso de revisión y también en comunicación con la SENER hay dos temas. Ellos ya conocen cuál es la información que requerimos precisamente para cumplir con los tres incisos que mencionaba al inicio y se trabaja con una guía para precisamente estandarizar/homologar estos criterios y la información como debe ser presentada.

Me regreso a la identificación del conjunto de asignaciones Giraldas-Sunuapa. Está ubicadas en el sureste de México en las inmediaciones de Ciudad Reforma, Chiapas y aproximadamente a unos 35 km de Villahermosa, Tabasco, dentro de la provincia petrolera Chiapas-Tabasco. Del lado derecho se encuentra el esquema de las asignaciones. Voy a marcar con el cursor las dos de extracción, la denominada...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exploración.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De – perdón – exploración, gracias. Mezcalapa, que es esta área de color naranja claro y la otra de exploración es Grijalva, que es la que está en color azul más claro. Superpuesta se encuentran las otras cinco asignaciones de extracción. Voy a hacer una referencia y más adelante les comento. El área total de lo que vamos a hablar es esto que estoy denominando o marcando con el cursor, sería la totalidad de 1,724 km². Ahorita muestro cada una de las áreas en la siguiente lámina. La que sigue por favor.

Está un poco pequeña la letra, pero me voy a referenciar a lo más relevante de estas siete asignaciones. Las primeras cinco son las de extracción y las últimas dos son las de exploración. Ya mencionamos que están entre los Estados de Tabasco y Chiapas. Esta es el área en kilómetros cuadrados por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cada una de las asignaciones. Cuando yo marcaba el contorno, digo, porque no sería la suma directa de todas estas áreas; sin embargo, como están encimadas y algunos traslapes, el área que yo mencionaba y que voy a hacer referencia más adelante es de 1,724. Y ahorita regresamos si es necesario.

Los campos en conjunto de todas estas asignaciones son Girdaldas, Iris, Chiapas, Copanó, Muspac, Nicapa, Chintul, Comoapa, Sunuapa y Chirimoyo. Estas son 10 en total y las demás están repetidas. El tipo de yacimiento va del Cretácico Medio, Superior y en las asignaciones de exploración está toda la columna geológica. El tipo de hidrocarburo es gas y condensados principalmente, aquí hay una parte de aceite volátil, pero podrán observar que las variaciones pues van desde 31 hasta 54 grados API. Ese es el total de pozos perforados para cada una de estas asignaciones y los pozos que están produciendo. En total 37 pozos productores en este momento.

Del inciso a, que se refiere a la producción base e incremental de hidrocarburos, quiero destacar en esta lámina. Se puso primero una parte histórica: 2015, 2016 y 2017. Esta área verde sería la producción histórica. Observen que la producción esperada en Ronda Cerro es esta línea verde que estoy mostrando con el cursor y que obviamente pues es mucho mayor que la producción que en este momento se ha obtenido. Ese fue un reto obviamente por el análisis que se tiene que hacer para recomendaciones puesto que las asignaciones ya tenían un compromiso muy alto, que es esta línea precisamente denominada el gasto de Ronda Cerro.

La realidad es que este es el volumen que han estado produciendo y si no se hace nada, solamente los costos de operación, los gastos de operación, pues nos iríamos en esta tendencia. Realmente esto obedece a que, y lo ha reconocido, nos los presentaron PEP, no ha habido una asignación. La reducción del presupuesto de PEP y la distribución pues no ha favorecido precisamente a estas asignaciones.

Ahora bien, si vemos las inversiones, había una mayor que serían las barras azules perdón. Estas barritas azules representarían el costo referenciado de inversiones de Ronda Cerro. Y entonces pues se ve aquí un comportamiento, un compromiso que se había establecido. En la realidad no se ha dado, solamente se han estado haciendo unas inversiones para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mantenimiento repito de las áreas y darle continuidad operativa en la medida de lo posible y pues serían estas líneas rojas, lo que en realidad ha incurrido. Entonces si volteamos a ver el escenario de migración que ahora me voy a referir a las barras de color morado, este sería el nuevo perfil de inversiones que se requerirían.

Y permítanme llamar su atención sobre los datos que están en la parte central superior de la lámina. El volumen de aceite a recuperar en Ronda Cero y estamos haciendo un corte de 2010-2035 para tratar de ser lo más comparativo posible, sería del orden de los 35 millones de barriles. En la condición en que estaban ahorita estas asignaciones, y le estamos llamando el escenario base, y en el mismo periodo, pues hablaríamos de solamente 5.7 millones de barriles si permitimos que solamente continúen con esta tendencia. Y la propuesta de migración que se llama así, el escenario de migración, en el mismo periodo pues permitiría al menos duplicar lo que en este momento tenemos de 5.73 a 12.13, que sería un área que está por aquí más o menos mostrada para los próximos años.

En resumen, de esta lámina. Si revisamos el compromiso establecido con el que se asignaron estas asignaciones en Ronda Cero, pues es muy alto. Y es porque los escenarios eran completamente diferentes, tenían pues un precio mucho mayor de precio del barril, condiciones que en la actualidad no se tienen. Y eso ha derivado en que pues tenemos un escenario en este momento como lo mostraba aquí, ¿no? Que solamente es el mantenimiento de la producción a como está la declinación y nada más. Entonces en el escenario de migración si bien pues hay actividad, que ahorita les presentaré, se puede rescatar digamos un escenario donde podamos tener una producción – repito – del orden de los 12.13 millones de barriles. Esto puede ser no tan atractivo como se veía en Ronda Cero, pero una vez que analizamos y nos sentamos las diferentes partes - la SENER y PEP – dijimos: “Bueno, tenemos que buscar un esquema, porque el no hacer nada también trae una implicación”. Entonces en este momento, si bien no es la promesa de Ronda Cero, es un escenario favorable. La que sigue por favor.

De manera similar esta sería la gráfica del gas. Aquí está la parte histórica. La línea verde es la oferta de Ronda Cero y de no hacer nada, bueno, pues de la parte histórica continuaríamos con la línea que está en color rojo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estoy señalando y el escenario de migración propuesto pues es esta área sobrepuesta. De igual manera aquí están los volúmenes en miles de millones de pies cúbicos. Observen que del escenario base, que es el que tenemos en este momento, de 113 mil millones de pies cúbicos, el escenario migración oferta 237.2 miles de millones de pies cúbicos. Adelante por favor.

En el punto b que se refiere a la incorporación de reservas, se tiene estimado en dos objetivos: en el mesozoico a través del pozo Sullimat-1 se pudieran incorporar (estos son volúmenes estimados como lo dice la gráfica) de 24 a 46 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y con objetivo Terciario a través del pozo Tamal-1 del orden de 5 a 70 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adelante por favor.

Con respecto al inciso c, que es escenario de gastos, costos e inversiones necesarias para un desarrollo eficiente, se puede ver... Estamos haciendo un corte aquí, obviamente ha habido algunas inversiones, pero para poder hacer el comparativo de Ronda Cero (ver) con el escenario de migración, se puede ver que los montos de las inversiones pues son muy similares, del orden de los 50 millones de dólares. Y en la parte de los gastos de operación, Ronda Cero tendría una parte adicional de casi 200 anteriores que se han invertido en años anteriores. Pero aquí se puede ver, para hacer un comparativo 2018 en adelante las inversiones necesarias en el escenario migración que ascenderían a los 717.38 millones de dólares con respecto pues a los escenarios base y Ronda Cero que, repito, prácticamente pues es mantener lo que se tiene en este momento. Aquí sí va, hay algunas inversiones, ahorita vamos a ver, y que requerirían de gastos de operación más elevados como se muestra en la gráfica.

En la siguiente lámina es la parte de la actividad física, aquí está la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones menores y reparaciones mayores. La tabla presenta el resumen: son 7 perforaciones en el escenario de migración, 26 reparaciones mayores, una menor, 66 tomas de información similar a lo que estaba previsto en los escenarios anteriores, tres oleo gasoductos, una macropera, estudios sísmicos y taponamiento de 64 pozos. Consideran no la totalidad, pero sí más de los que estaban en los primeros dos escenarios. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, resultado de este análisis y con respecto a la información presentada por Pemex respecto a la solicitud de migración, se puede determinar en términos de producción de aceite y gas que existen mayores beneficios con respecto al escenario base, que es la condición en la que están operando estas asignaciones. Hay una expectativa sobre la incorporación de reservas como ya veíamos en estos dos pozos y con respecto a las inversiones y gastos de operación pues se revisaron lo que se tenía previsto y lo que en este momento están considerando y pues se ven razonables para las actividades que se están previendo.

Derivado precisamente de este análisis y, en caso de ser procedente la migración, se recomienda pues incluir la columna geológica completa para la migración del conjunto de asignaciones Girdaldas-Sunuapa y evaluar la conveniencia técnico-económica de implementar algún proceso de recuperación secundaria y/o mejorada en el conjunto de estas asignaciones.

Con base en las consideraciones anteriores, se presenta la opinión técnica en sentido favorable al conjunto de asignaciones Girdaldas-Sunuapa. Pero antes pues cedo el micrófono al Comisionado ponente por si hay algún comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias Comisionada. Ya está prendido el micrófono, porque luego empezamos a hablar y no se escucha. Bueno, lo que les presentó aquí el equipo técnico tiene que ver – como ya lo señalaba el ingeniero Daniel Mena – respecto al 29 del reglamento de la ley, principalmente en su fracción dos y sus tres incisos que hablan de producción, reservas y actividad junto con inversiones.

Si pueden regresar a la lámina donde está la producción de gas. O sea, los escenarios que se presentan para esta posible migración son elaborados por Pemex con lo que ve él. Cuando esto pase a una licitación y consigan un socio, pues esperemos que ese socio tenga una visión diferente, traiga tecnologías que puedan ayudar a incrementar esta producción. Pero, aun así, vean el perfil que Pemex señala que pudiera incrementar en materia de gas. Sube del digamos los 60 millones de pies cúbicos que trae ahorita esta área y digamos como comparativo a lo de Misión nos decía Daniel que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producía alrededor de 59 millones de pies cúbicos. Esta área ya produce más o menos eso de Misión y si consiguen un socio pues piensan llegar alrededor de 90 millones, que no son nada despreciables para el tema de gas que tenemos en México.

Entonces también digamos este es un perfil que Pemex propone, pero que ya veríamos con su socio ojalá y vayan por más, metiéndole más inversiones, procesos de recuperación secundaria y mejorada, son yacimientos de gas y condensado. Tal vez reinyectar, recuperar más líquidos, aunque los líquidos son un poco marginales, pero hay digamos un buen potencial para estas asignaciones ya agrupadas con la suma del área exploratoria, de las dos asignaciones exploratorias en donde Pemex ya veía algunos prospectos con incorporación de reservas. Pero pues con nuevas técnicas, estudios que proponen pudieran realizar desde el punto de vista sísmico, pudieran encontrar cosas mejores y pues es el mejor deseo que tenemos de esta Comisión para que estos proyectos sean mucho más rentables y productivos para el país.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pudieran hacer el favor de poner la lámina en donde están los diferentes yacimientos. Mientras la ponen lo primero que quiero expresar es mi felicitación, porque creo que esta parte de hacerlo rápido está bien, pero hacerlo rápido y bien es mucho mejor, ¿no? Y la verdad es que las observaciones o recomendaciones que se hacen al final son muy importantes. Ahí, esa.

Ahí están los diferentes campos y lo que se puede observar es que donde dice tipo de hidrocarburos en la parte de abajo hay muchos que son de gas y condensados. Entonces eso explica porque el planteamiento del proyecto es sí cumplí con gas, pero no cumplí con el aceite. Y ya lo comentó ahorita el Comisionado Franco, pues habrá que hacer algo, ¿no? Para cuando haga el farm out el que puedan recuperar esos líquidos.

Lo primero es también pues manifestar mi felicitación vamos a decir a Pemex por el estar planteando este tipo de agrupaciones clúster que lo que hacen es de alguna forma tener una posible rentabilidad para que alguien se interese. Lo siguiente es que estos campos todavía tienen mucho,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mucho valor. Y me quiero referir al gas y condensado y hacer una explicación muy simple.

Los yacimientos de gas y condensado que son 1, 2, 3, 4, 5 o 4 al menos, tienen mucho líquido que se quedó al bajar la presión del yacimiento abajo de la presión de rocío. Entonces están distribuidos y seguramente en algunas zonas estos condensados estén de alguna forma acumulados y seguramente que en el futuro podrá haber la posibilidad de perforar pozos o hacer algún procedimiento y eso el hacerlo como clúster pues va a permitir que esto pueda llevarse a efecto. Simplemente termino diciendo pues otra vez felicitaciones, creo que podemos como Estado el buscar que las cosas se hagan rápido y que se hagan bien. Muchas felicidades.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, y además complementar el hecho de que comparten infraestructura. Entonces eso es una buena decisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Un par de preguntas nada más para conceptualizar aquí el dictamen. ¿Están tomando el escenario base como el real, como el que se aprobó en Ronda Cero o cuál es el escenario base?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, definitivamente no es el de Ronda Cero. Es la situación, la condición real de estas asignaciones. Ese es el que se le denomina escenario base.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sólo para dejar precedente, porque si tuviéramos un caso donde el área de asignación hubiera superado a Ronda Cero – ¿sí? – entonces nos estaríamos obligando a que el escenario base fuera en razón del escenario real y no el de Ronda Cero. ¿Sí? O sea, solo para ir creando estos precedentes para no contradecirnos en otros dictámenes. Si acaso Ronda Cero quedó por debajo de lo real, entonces pensaríamos que para migrar tienen que superar la explotación actual de la asignación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cuando empezamos a hacer estas opiniones, decíamos, "el escenario base..." Bueno, primero déjenme explicar algo. En nuestro operador petrolero, cuando hablan de producción base o escenario base y escenario incremental, esa suma es el total de la producción que dan. Y dicen, "la producción base es aquella que puedo sacar solamente utilizando gastos de operación y lo que ya tengo construido y perforado y la producción incremental es con inversiones frescas, con pozos nuevos, infraestructura nueva". Así es el concepto en nuestro operador nacional.

En el tema de la ley decíamos, a ver, el escenario base es aquel que tú me prometiste en cierta fecha que ibas a hacer y que te aprobé en un plan. En este caso sería en Ronda Cero. Y el incremental es todo aquello que puedes hacer arriba de ese escenario de Ronda Cero. Entonces nada más para poner el concepto, porque luego sale en noticias así como que se quiere malinterpretar lo que estamos haciendo. Entonces estrictamente Ronda cero debería ser nuestro escenario base comparado con el incremental, sin embargo, por todo lo que explicó Daniel – caída del precio del hidrocarburo, no hay ingresos, se hacen recortes presupuestales para actividad, se destinan esas inversiones a lo de mayor rentabilidad – se dice: "Bueno, estas ya no las vas a hacer". Y la actividad digamos que se tenía comprometida con el escenario que se presentó en marzo del 2014 con lo que vivíamos en 2013, que era un precio al doble de lo que tenemos hoy. Se pensaban hacer muchas cosas, alcanzaba para todos los proyectos. Ahorita no alcanza.

¿Cuál es la situación actual? Ya pasaron tres años, veo como está mi campo y se analiza: "Oye, ¿con lo que estoy haciendo ahorita, qué me va a pasar?" Y mostramos, si quieren váyanse a la gráfica, donde empieza a declinar la producción por esas pocas inversiones que se meterían. Sin embargo, dicen: "Déjame migrar y te prometo un incremental". ¿Cuál es la conveniencia para la nación? Decir, "pues no voy a dejar que este yacimiento se muera, mejor recupero un poco de lo perdido". Digámoslo, porque todo está en papel.

Entonces también yo les preguntaba aquí, para mí el oficial (el base) es lo aprobado y que está en los planes y que es Ronda Cero. Sin embargo, por ahí se hizo una interpretación con la SENER para el tema de cuál era el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

escenario que se debía considerar y en el sentido de qué conviene más al Estado: O me voy y digo, "no hagas nada y recupera 133 miles de millones de gas o sí, trata de asociarte y ve por 237 en lugar de los 244 más otro pedacito que me prometiste". Entonces la conveniencia del Estado es, dado todas estas situaciones – muchas fuera, ¿no? Porque tienen que ver con el precio del hidrocarburo – lo que hoy más conviene es si migra para que recuperes un poco de los que nos habías dicho.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo estoy de acuerdo con esa filosofía. Me parece que la migración debe de obedecer a que con el escenario migrado estemos en mejores condiciones a como actualmente se está desarrollando el campo. Ésa debe ser la filosofía. En razón de eso, igualmente, si la situación real de una asignación es que está produciendo más que lo establecido en Ronda Cero, el propósito para poder autorizar o mejor dicho la condicionante para poder autorizar u opinar favorablemente respecto a la migración debe ser que se mejore el escenario actual, ¿sí? Para ser congruentes pues y no buscar siempre una forma en la que siempre digamos que sí. Me parece que esa debe ser la filosofía, de estar siempre mejor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Totalmente de acuerdo, sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo dos preguntas. Una, si volvemos otra vez a donde están los campos, a la una anterior. A mí me gustaría que nos clarificaran hasta dónde llegan las dos asignaciones de exploración.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DEL SUBSUELO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Si, si me permiten por favor. Las dos asignaciones de exploración – como lo decía el maestro Mena – son esta naranja que tiene esta configuración y esta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero el límite, o sea...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DEL SUBSUELO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Viene bajando por aquí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DEL SUBSUELO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- No sé si se pueda hacer un zoom, pero viene bajando por aquí como por Comoapa. Sube, vuelve a bajar aquí hacia Sunuapa y en Sunuapa se mete para adentro y queda esta porción de Sunuapa por fuera. Luego continúa hacia el sureste y volvemos a tener una misma situación similar aquí en Muspac, donde Muspac también.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Eso es lo que quería resaltar. En esos casos hay áreas, o sea, son nueve campos los que tenemos aquí involucrados en general, ¿no?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Son 10.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 10. Perdón, 10 campos. Entonces hay áreas de esos campos que van a quedar fuera de las áreas de asignaciones de exploración. ¿Con qué fundamento legal se estaría migrando la parte de la columna completa?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Ok. Respecto de los dos excedentes, si bien no se cuenta ahorita con una asignación que tenga la de exploración que cuente con la columna completa, es potestad de la SENER poder hacer una modificación al título de asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No se tendría que hacer antes, perdón, antes de migrarlo?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- La intención de ahorita es que esta, lo que se está proponiendo en el dictamen es que se hizo el análisis de si es factible la modificación al título de asignación y en términos del sexto de la ley que establece que ya sea o a petición de la Secretaría o la propia CNH es quien puede solicitar la modificación del título de asignación. Y estamos previendo que, si en caso de nosotros decir que es técnicamente viable o de modificar el título de asignación, se considere procedente la migración completa respecto de los vértices establecidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces tuviera que decir que se modifiquen las asignaciones de exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Así es. Y estamos diciendo...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, bueno, todo. ¿No?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho se va a agrupar en una sola.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, se tendría que hacer la modificación primero de la asignación antes de la migración. O sea, es pregunta, ¿eh! O sea, ¿sí es correcto?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si, es correcto.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De hecho se está proponiendo. Sin decirlo expresamente se supone porque estamos diciendo que se incluyan tanto derechos de extracción como de exploración y al decirlo la SENER debe saber que antes de hacerlo tiene que solicitar una modificación al título correspondiente que solamente tiene extracción para dar la columna completa para exploración.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, y en este caso lo que estoy entendiendo de la propuesta es que en esta recomendación que estamos dando estamos proponiendo ya, en términos del 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, emitir esa opinión ya de parte de la CNH para que la SENER pudiera proceder a esa modificación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- O sea, que esta resolución sirviera como opinión a la vez. Se está diciendo así, exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero no lo tendríamos que decir explícitamente? O sea, bueno, yo lo revisé y no estaba. Entonces por eso.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿En la resolución?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En la resolución. O sea, no está explícito, por eso fue mi comentario. Pero bueno, esa es la primera. Y la segunda, o sea igual felicito, pero está muy orientado a la parte de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollo. Siendo que nosotros, o sea, se va a hacer un clúster a nivel exploratorio, no sería necesario que... Porque se dice que se tiene que presentar un Plan de Desarrollo, ¿no? O sea, posteriormente. ¿No necesitarían presentar también un Plan de Exploración? Porque finalmente son dos áreas de exploración que en este momento cuando menos hay dos pozos exploratorios visualizados y comprometidos por el operador. Entonces el momento de migrar pues sería muy conveniente que se presentará un Plan de Exploración más el Plan de Desarrollo que se vaya a (hacer). Entonces mi recomendación sería que también se diga en el dictamen esa parte o en la resolución, ¿no? ¿Sí?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si haya algún otro comentario. ¿No? Ok, por favor Secretaria Ejecutiva nos podría dar lectura la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.08.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0144-M-Campo Giraldas, A-0083-M-Campo Chiapas-Copanó, A-0230-M-Campo Muspac, A-0099-M-Campo Comoapa, A-0317-M-Campo Sunuapa, AE-0054-2M-Mezcalapa-04 y AE-0063-3M-Grijalva-01 a un solo Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:05 horas del día 20 de febrero de 2018, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Octava Sesión Extraordinaria de 2018 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

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva