



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### TRIGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:08 horas del día 14 de junio 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 y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Quinta 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 220.0513/2018, de fecha 13 de junio 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 esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

Órgano de Gobierno

Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria

14 de junio de 2018



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

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

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A2/2015.
- II.2 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos expide los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación.
- II.3 Acuerdo general por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2.

#### II.- Asuntos para autorización

**II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A2/2015.**

Órgano de Gobierno

Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria

14 de junio de 2018



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionada, Comisionados, muy buenos días. Me voy a permitir presentar la modificación del Plan de Evaluación del campo Benavides-Primavera. En la relatoría – perdón – se puede ver que se aprobó el Plan de Evaluación en abril del 2017. A partir de ahí la contratista solicitó el periodo adicional de evaluación. En el que el contratista solicita la modificación en abril del 2017. CNH aprueba este periodo adicional de evaluación. La prevención de información con respecto a la solicitud por parte de la CNH fue solicitada en mayo y el contratista dio respuesta a la misma el 28 de mayo del 2018 y hasta el momento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, perdón, un comentario. A ver. Se aprueba el plan el 7 de abril. Un año después solicita un periodo adicional y yo no sé si ahí donde dice “solicita a la CNH modificación al Plan de Evaluación” hay un detalle en la fecha. Dice 9 de abril de 2017. Debería ser 2018, nada más para dejarlo aquí preciso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No lo había visto. Si, de acuerdo, es un error, es 2018. Adelante por favor. Características generales de este campo. El área Benavides-Primavera se localiza al noreste de México en el Estado de Nuevo León a 87 km de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Es un área contractual de 171.4 km<sup>2</sup>. Tiene una vigencia de 25 años contado a partir de mayo del 2016. Es un Contrato de tipo Licencia y la operadora es Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. Es importante mencionar en el contexto inicial que es un campo que produce gas del orden de 8.6 millones de pies cúbicos por día con 86 pozos operando, pero tiene agua. Está produciendo 240 barriles por día de condensados y 3,450 barriles por día de agua. Entonces es un campo que, si bien es gasero, tiene bastante





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

líquido y es una situación que precisamente forma parte de la modificación que se está presentando como más adelante detallaré. Creo que ya te pasaste una lámina de más.

Los objetivos. Ajá, la que sigue, gracias. Los objetivos del Plan de Evaluación es precisamente realizar 26 reparaciones menores adicionales a las 25 que ya realizó. Ahorita presento en la siguiente la tabla comparativa. Pero se pretende continuar con la instalación de tubería capilar, que es tubería de menores diámetros, instalación de válvulas motoras en superficie, instalación de lanza barras, que es la inyección de surfactantes, y la limpieza y desarenamiento, algo que durante el primer periodo en lo que lleva realizado de las reparaciones han identificado que los pozos tienen arena. Entonces están probando también una tecnología relacionada. Se dará cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y está considerado el modelo estático y el modelo dinámico, los dos que actualmente están en proceso.

La modificación propuesta contempla una erogación de 5.95 millones de dólares y se espera recuperar un total de 3.34 miles de millones de pies cúbicos de gas en este periodo. La imagen muestra precisamente lo que es el Paleoceno, las formaciones productoras desde Yegua, Queen City, Mount Selman y Wilcox, que sería desde los 2,100 aproximadamente que es como estoy señalando en pantalla hasta la formación Yegua que es lo que compondría el área de Paleoceno. Adelante por favor.

En esta tabla se ve el comparativo del Programa Mínimo de Trabajo donde las actividades aprobadas consideraban 7 mayores, 8 menores, un modelo estático y el modelo dinámico. Este es el total de actividades realizadas y el total de unidades, solamente en las reparaciones menores, pues serían del orden de 10,000. Sin embargo, pusimos una nota alcance donde dice que la Comisión acreditó 8,050 unidades de trabajo al contratista mediante el oficio en abril del 2018, que era lo que se tenía previsto ejecutar en este periodo de evaluación. Aunque como podrán ver, bueno, pues sí hizo las 25 y eso daría un poco más. Lo que se les aprobó fueron las que tenía la obligación.

En cuanto a la modificación propuesta, hay 26 reparaciones menores. Ya no se están considerando hacer las reparaciones mayores, ahorita explico por qué. Y lo que daría un total de 10,400 unidades más el modelo estático



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y el dinámico que están actualmente en proceso para un total de 11,000 unidades. Entonces ese es el comparativo del programa originalmente aprobado contra la modificación propuesta de 11,000. Adelante por favor.

Como comentaba, las reparaciones mayores fueron diferidas hasta disponer de mayor información del yacimiento para su ejecución. Comentaban que en este periodo están haciendo la evaluación como bien lo dice el plan y están probando diferentes tecnologías para aligerar las columnas, puesto que como veían es un área que tiene líquidos tanto condensados como agua en su producción de gas. Entonces les han dado resultado unas tecnologías mejor que otras y se avocaron a hacer estas 25 reparaciones menores y están difiriendo en el tiempo al menos las reparaciones mayores y proponiendo estas nuevas 26 para el periodo. Los resultados pocos satisfactorios de las inducciones mecánicas derivaron en la propuesta de implementación de otro tipo de actividades como desarenamientos. O sea, también se encontraron con una situación que no tenían previsto en la primera etapa de evaluación que fue presencia de arena y entonces están empezando con la limpieza antes de probar las tecnologías que ahorita les muestro.

El pronóstico de producción promedio mensual para Benavides sería de 3.34 como mencionaba al inicio miles de millones de pies cúbicos por día para este periodo y ya le pusimos fecha que sería pues que ya está corriendo realmente, ¿no? Desde mayo y junio hasta 12 meses, abril del 2019.

Esto es lo que mencionaba sobre las tecnologías de sistemas artificiales de producción. Se tenían considerados en su plan tanto la tubería capilar, el suaveo, que no es más que introducir con línea de acero unos hules para ir levantando el líquido, ir ayudándole a la columna, válvulas motoras, lanza barras y mini compresor a boca de pozo. Entonces en color rojo se ve el gasto que se tenía antes de la actividad. En color gris se ve el incremento de la producción durante la prueba de estos sistemas y en los puntitos negros sería la producción esperada. Entonces pueden ver que en algunos casos pues no se alcanza la producción esperada, no son los resultados, incluso algunos negativos. Pero en algunos está haciendo incluso mejor de lo previsto. Entonces la válvula motora, el meter surfactantes para aligerar la columna de gas y favorecer el levantamiento de los líquidos les está



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dando mejores resultados y además están probando algunas cosas, ¿no? Como el mini compresor y la parte del desarenamiento. Entonces es correcto que en esta etapa estén haciendo una evaluación y un replanteamiento de qué sí les está funcionando para las reparaciones que están proponiendo. Adelante por favor.

En el cronograma se ve el total de la actividad que están previendo que incluye primero el desarenamiento, la instalación de lanza barras, tubería capilar flexible, etc. Pueden ver que en los primeros seis meses se tiene contemplado realizar toda esta actividad. Aquí están las 26 reparaciones menores. Adicionalmente, pues está el modelo estático previsto para concluirse ya en el próximo mes, en este mes. Y el modelo dinámico. Pues esa es la forma en que se desarrollaría la actividad.

En el comparativo de inversiones pueden ver que originalmente se tenía aprobado los 7.38 millones de dólares. La empresa manifiesta haber ejercido hasta el momento con estas tecnologías, habiendo realizado las 25 reparaciones menores, 6.59 millones de dólares. Para la propuesta de modificación del plan y considerando las 26 reparaciones mayores y la tecnología que está seleccionando que le está dando mejores resultados, la inversión prevista es de 5.95 millones de dólares. Distribuida de esta manera obviamente en la parte de pruebas de producción el monto mayor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Esos 5.95 son adicionales a los 6.53 que manifiestan haber ya ejercido?

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Adelante por favor. Con respecto a alcance mínimo de las actividades que se deben de cubrir en la parte de evaluación, están las actividades de evaluación consideradas, está el estimado detallado de los costos para realizar estas actividades, la propuesta de duración y el programa de ejecución de las actividades. Entonces es una forma de verificar el cumplimiento al alcance mínimo.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Por lo anterior, el plan es congruente con los objetivos y las actividades planteadas para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. El uso de válvula motora, tubería capilar, lanza barras y las demás tecnologías son tecnologías afines y que corresponden a las características del área contractual. El contratista prevé comercializar el 100% del gas producido y el plan establece actividades encaminadas a la obtención de elementos suficientes para la presentación de un Plan de Desarrollo multianual posteriormente. Con base en lo anterior pues quedo atento a cualquier duda/aclaración. Comisionado ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionado ponente, Comisionados? Yo tengo solamente una duda. En el plan aprobado se tenía considerado ciertas actividades. Bueno, ya nos explicaron del asunto de las reparaciones mayores que no se hicieron, pero se tenía considerada, no sé, 8 reparaciones menores. Sin embargo hicieron 25, 25 según lo que marcan aquí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- 25, luego proponen 26.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Entonces en algún momento estaba contemplado en el plan que se aprobó esa posibilidad de hacer cambios o nos notificaron o cómo fue el proceso que se tuvo digamos para que hicieran el cambio. O sea, supongo que están evaluando, ¿pero en el plan no había esa posibilidad o nos notificaron o cómo procedió eso?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, en realidad cuando se aprobó el primer plan sí las pensionaban, sí se aprobaron. Solamente que se dividió en dos osas, las que iban ellos a contabilizar para el cumplimiento del PMT. Sin embargo, pues como excedían y tenían más actividades, en el calce de todo el documento decía aparte voy a instalar válvulas motoras, voy a instalar tubería capilar, lanza barras. Sí nos lo expresaron en el primer plan y estaban aprobados, por lo tanto ya los tenían digamos palomeados para poder ejecutarlos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces en realidad en la tabla que nos presentaron dice original aprobado sí eran 25.



DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, el original teníamos ahí 8, pero era el cuadrado de lo que ellos habían puesto para el cumplimiento del PMT. Sin embargo en todo el documento ellos expresaban que iban a hacer más actividades, que bien en su momento ellos no determinaron para el PMT, pero bien podrían haber sido determinadas para el cumplimiento de esas unidades. Nada más fue cómo las distribuyeron ellos, pero sí estaban aprobadas.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De hecho conforme al contrato las reparaciones menores o mayores pueden ser consideradas para Programa Mínimo de Trabajo. La única diferencia fue que el contratista mencionó estas. Con estas cumpliría el PMT para que me... como uno de los objetivos principales de la cláusula 4.1 era que el Plan de Evaluación se aprueba siempre y cuando se cumpla con el Programa Mínimo de Trabajo. Entonces el contratista enunció en un cuadro con estas voy a cumplir el PMT, pero voy a hacer estas más actividades. Sin embargo cuando no realiza estas actividades, que no implica un cambio en el plan, porque sí las demás sí las tenía consideradas dentro del programa presentado por el propio operador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, únicamente a lo mejor si es cuestión de aclararlo, ¿no? Porque parecería que nosotros en el plan original no se tenían aprobadas esas actividades y, bueno, según los que nos comentan sí estaban aprobadas no en el Programa Mínimo de Trabajo pero sí en el plan. Entonces como dice ahí "actividades del plan", no del Programa Mínimo de Trabajo sino del plan, y dice "original (aprobado)" cantidad 8. Entonces simplemente para que no se preste a confusión de que se había aprobado menos, se hicieron más. Si, Comisionado ponente.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Definitivamente doctora. Este letrerito no es muy afortunado, aunque acá arriba sí le ponemos comparativo del PMT. Pero sí valdría la pena que en las siguientes presentaciones de este tipo de cosas o de estos planes sí se muestre lo que fue el PMT y se muestre lo que realmente se aprobó del plan. Porque además de ver lo que se aprobó en el plan que sí fuera 25 y ejecutaron 25, pues está a todo dar. Y es más, pudieron haber hecho 8 – perdón, haberles aprobado 8 – y haber hecho ellos 25. Pero si no pasa el monto que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

optimizaran dinero, no pasa el monto, no sugiere una modificación ni aviso ni nada al plan. Pero sí hay que dejar un poco más claro para que, como comenta la doctora, no se confunda pues a la audiencia, ¿no? Y también a los operadores de que se permite de que vayan de 8 a 25 así nada más, cuando la realidad es que sí se le aprobaron alrededor de los 25.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy amable, exacto. ¿Algún comentario? Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.35.001/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A2/2015.

#### **ACUERDO CNH.E.35.001/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## **II.2 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos expide los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Julio César Trejo Martínez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Trejo, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- ¿Qué tal? Buenos días Comisionados. Bueno, como ya se mencionó, el objeto de la presente exposición es expedir un documento que establezca los criterios para que los contratistas y asignatarios determinen dentro de su Plan de Desarrollo el área de extracción asociada a su área contractual o de asignación. Ok, por favor la siguiente. Ahí.

¿Cuál va a ser la definición de esta área de extracción? Bueno, se va a definir como la superficie dentro del área del contrato o contractual o de la asignación que cubra la totalidad de las estructuras del subsuelo o cierres estratigráficos que delimitan el yacimiento o bien el intervalo de interés del campo donde se llevó a cabo el descubrimiento declarado como comercial. El área de extracción deberá ser determinada por el operador – como ya se mencionó anteriormente – dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción que se presenta ante esta Comisión. La que sigue por favor.

Ahora bien, aquí vamos a tener dos supuestos de cómo se va a determinar esta área de extracción, perdón. Esta área de extracción vamos a tener dos principios o vamos a tener dos criterios, el cual va a ser para aquellos contratos o asignaciones que única y exclusivamente tengan derechos de extracción. Y vamos a tener otro supuesto donde los contratos o asignaciones tengan en forma simultánea derechos de exploración y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

derechos de extracción. Entonces si podemos pasar al primero por favor. Aquí nada más si le clicamos. Bueno, ahí está.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Quita tu laser.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí está.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ok, gracias. El primer supuesto es cuando tengamos contratos o asignaciones únicamente y exclusivamente con derechos de extracción. ¿Cómo vamos a determinar esta área? Pues el área de extracción será la totalidad del área de dicho contrato o asignación. Ahora, sin menoscabo de lo anterior, ¿cómo se puede modificar esta área? Pues de acuerdo al clausulado que se tenga en los propios contratos o lo que establezca la asignación. Ahí es donde se puede modificar esta.

El siguiente supuesto, si nos regresamos por favor, es cuando vamos a tener conviviendo áreas de exploración con áreas de extracción. ¿Cómo lo vamos a determinar? Bueno, mediante estas premisas de cálculo. Primero, tienen que estar referidas a un polígono que contenga la proyección de las formaciones productoras de hidrocarburos. Las vamos a tener proyectadas hacia superficie. Dos, deberán referirse a un área regular donde todos sus lados siempre deberán estar orientados de manera norte-sur, este-oeste. Eso para tener una conformidad en todas estas distribuciones. Asimismo, el polígono que se configurará con base a una retícula va a ser de 30 segundos conforme a la altitud como longitud. Estas poderlo subdividir. Más adelante les voy a explicar con unas imágenes. Y la superficie total será determinada por la suma de todos los bloques que lo conforman, que conforman esta parte del área de extracción. Si podemos pasar a los ejemplos.

Tenemos cinco supuestos para este caso cuando tenemos conviviendo tanto área de exploración como área de extracción. Es decir, en el primer supuesto cuando tengamos un área que estoy marcando en la pantalla de exploración y tengamos esta proyección superficial del campo en su totalidad del volumen original, ¿cómo se va a conformar el área de extracción? Pues va a ser a través de esta retícula de 30 segundos que va a componer la totalidad del volumen original de este campo o de la ameaba. Es el primer supuesto. Si pasamos a la que sigue por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

¿Cómo va a ser cuando tengamos producciones simultáneas de diferentes intervalos? Podemos tener el caso que tengamos la proyección de la amiba más grande y esta contenga una proyección de un intervalo, en un intervalo superficial u otro yacimiento de manera superficial o sub superficial a este, ¿qué va a pasar? Va a ser el área total que contenga este yacimiento o esta formación. Lo podemos tener aquí cómo se conformaría el área, pues sería el bloque café, sería la totalidad. Ahí contiene los dos.

Un tercer supuesto es cuando tengamos horizontes sobrepuestos parcialmente. ¿Cómo se conforma esta área de extracción? Pues va a ser dada primero por el perímetro de la superposición de ambos. ¿Y qué va a pasar? Se va a conformar esta área café, que es el área que estaríamos o que estaría el contratista determinando como el área de extracción. Es la que estoy marcando en pantalla. Es cuando tenemos una superposición parcial, la anterior era una superposición total. La que sigue por favor.

¿Qué pasa cuando tenemos yacimientos distantes o que no están superpuestos ni parcial ni totalmente? Pues entonces se van a configurar las amebas en proyección superficial al volumen original. ¿Y después de ahí qué vamos a tener? Vamos a tener estas, las cuadrículas, y va a ser el área de extracción la totalidad de estas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, perdón. ¿Cómo le llamas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Amebas o amibas, las dos palabras son correctas, ¡eh!

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, pero dice animales unicelulares que pertenecen a la clase de los rizópodos y están desprovistos de membranas rígidas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, la ameba es un término que se utiliza en la industria petrolera para determinar esta configuración y regular de la proyección si queremos ver la configuración estructural de un yacimiento en superficie. Entonces si queremos ver, sería una proyección en planta de cómo está la configuración del yacimiento. Eso es lo que estamos diciendo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- OK. Es lo mejor, ¿no? La configuración del yacimiento estará definida con estas. Si no, vamos a empezar a hablar de estas células de 30 minutos y cosas de esas. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, podemos definirlo en los términos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- La configuración del yacimiento, ¿no ingeniero?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- La configuración estructural en superficie.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo entendería en que los documentos formales no está la expresión.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, está la proyección superficial.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Digo, y yo también entiendo que esta expresión la hemos manejado en todas las reuniones prácticamente desde que yo ingresé a la CNH.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No es correcto.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo sé que no es correcto, digo, pero todos entendemos a qué se refiere.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, digamos, si quitamos la palabra ameba, vamos a hacer la proyección superficial del yacimiento o vamos a tener una proyección en planta de cómo se está teniendo. En este caso tendríamos dos proyecciones asociadas al volumen original de los yacimientos y se conformarían de la siguiente forma. Tendríamos una primera área para esta proyección superficial del yacimiento, una segunda. ¿Y cómo se conformaría el área total de extracción? Por la suma de ambas. ¿Ok? Y tendríamos una última, si podemos pasar a la que sigue.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En esta que es, de no encontrarse ningún supuesto de los antes mencionados, se tendría que presentar a la Comisión la justificación del cálculo de la metodología de cálculo de esta área de extracción. ¿Ok? Por lo tanto, si podemos proseguir a la última diapositiva. Derivado de este análisis y propuesta, se propone al Órgano de Gobierno expedir los criterios para que los contratistas y asignatarios determinen dentro de su Plan de Desarrollo el área de extracción asociada a su área contractual o de asignación partiendo de estos dos supuestos.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, yo tengo una pregunta. Bueno, en principio me parece muy clara pues la forma en la que se nos está presentando la propuesta para la determinación del área específica de extracción en cada una de las áreas contractuales o de asignación. Tengo una pregunta que quizás se refiere más a una atribución de la Secretaría de Hacienda, pero creo que está conexas con nuestras atribuciones. ¿A partir de qué momento se considera que tenemos área de extracción? ¿A partir de la declaración de comercialidad o a partir de la aprobación de un Plan de Desarrollo respectivo a un área específica?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Qué tal Comisionados, buenos días todavía. El momento en el que se considera que pasa de un área de exploración a un área de extracción es cuando ya hay aprobado un Plan de Desarrollo. Es con el plan, no con la declaratoria.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, un poquito para aclarar. Entonces esta propuesta sería que, al entregar el Plan de Desarrollo, ¿ya vengán definidas el área de extracción?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcto

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? O sea, no se determina en el plan.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- No. Como parte de la entrega de información que el contratista entregaría a esta Comisión,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dentro del Plan de Desarrollo tendría que venir ya la propuesta de definición del área de extracción por parte del contratista.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con base en esto.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Con base a los criterios que estableció el área técnica.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. Me quisiera referir al contexto de por qué estamos analizando esto. ¿Sí? El operador, el contratista o el asignatario está obligado a pagar una contribución dependiendo de si está realizando actividades de exploración o de extracción en un área – repito – ya sea contractual o de asignación. Entonces resulta un poco ambiguo, porque no se resolvía en disposiciones administrativas ni en la ley, cuándo se trataba de un área específica de extracción: si era toda el área contractual, que puede ser una cantidad en kilómetros determinada, pero solamente se está trabajando respecto de una zona específica que es mejor al total del área contractual o área de asignación.

Entonces el propósito es en justicia, en justicia, un carácter de justicia fiscal. Es que el contratista pague lo que corresponde a lo que esté realizando como actividades de exploración respecto del área de exploración y pague la contribución correspondiente por lo que toca al área en la que efectivamente está realizando actividades de extracción. Porque podría darse la situación injusta desde el punto de vista fiscal que pagara por toda el área contractual cuando solamente está realizando actividades de extracción quizás en un 10% o en un 20% y paga el 100% de la contribución por extracción. Ese es el objeto pues y ese es el contexto de esta presentación que nos están haciendo y de por qué es importante resolverlo para que – repito – en conexión con las atribuciones con la Secretaría de Hacienda se determine la contribución correspondiente de la manera más clara y justa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario?  
Comisionado Franco, por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, como lo decía nuestro Director General Julio Trejo, este documento es para que los operadores determinen su área de extracción. Esta área será determinada por el operador. Pero obviamente, como también lo decía el maestro Fausto, lo van a presentar en su plan y en su plan traerán todos los elementos técnicos que muestren que es de ese tamaño el yacimiento. Mi pregunta es el tema del yacimiento. Cuando veamos, va a ser nada más asociado al volumen original de hidrocarburos o se va a considerar una parte el acuífero o se va a tener un buffer o ya el buffer o ese espacio adicional a la estructura de tu yacimiento ya se va a ver definida por esta retícula de 30 segundos de cada cuadrado que vamos poniendo o solamente hidrocarburos. ¿Cómo sería ese criterio y si está plasmado en este documento?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De origen lo teníamos plasmado solamente para hidrocarburos y no está la conformación. Si podemos ver un ejemplo de los que teníamos. Aquí por ejemplo agarremos este. Esta es la proyección de la configuración estructural en superficie que contiene hidrocarburos. Sin embargo, por esta retícula que estamos haciendo, pues se va un poquito más. Habrá casos que excede más, habrá casos que es más pegados, pero es en esta retícula que es la conformación del área.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Y esta área de extracción o de desarrollo, ¿una vez definida ya no se va a poder cambiar o sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Pues sí. Si en el proceso tienen alguna interpretación diferente, actividades diferentes que digan que no era esta concepción, tendrán que proponerla porque eso impacta al desarrollo del mismo plan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y eso está, o sea, eso te lo irán presentando en el Plan de Desarrollo si hay que modificarlo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En el Plan de Desarrollo si hay que modificarlo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pero avance de los contactos, avance del contacto agua-aceite, se va a considerar para el ajuste del área?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, de entrada no porque tenemos una condición estática al inicio y después el avance del acuífero es una condición dinámica.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y eso viene en el documento clarito que no se ajustan áreas por el avance del contacto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, ese tema no lo tenemos, solamente lo tenemos a volumen original.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces habría que meterlo. Habría que meterlo, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Para que quede claro, es dar certeza a los operadores. Es una guía. Al final ellos lo van a definir, nos van a dar los elementos técnicos con los cuales definen su yacimiento, su área de extracción, pero sí debe estar bien soportada y bien clara en los lineamientos que nosotros les demos para definir esa área. ¿No? Entonces si no está este del avance de los contactos, vale la pena pues que lo agreguemos.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionada Alma América Porres. La primera es una pregunta. ¿Por qué consideran 30 segundos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Usualmente es lo que hemos manejado con SENER y por homologación cuando hemos construido estas retículas para cualquier





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

área de asignación o contrato y es una homologación. Bien pudieran ser 60, bien pudiera ser más, pero ya es homologado con la Secretaría de Energía para la generación de este mallado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso significa más o menos como 900 metros por lado, ¿verdad? Los 30 segundos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Aproximadamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Aproximadamente. O sea, no tiene realmente alguna pues correlación vamos a decir con números exactos. Es simplemente lo que hemos hecho con la Secretaría de Energía. Bueno, a mí me gustaría que en los lineamientos o en los criterios que vamos a aprobar el día de hoy no solamente se incluyera esto que acaba de comentar el Comisionado Franco de los avances de agua, pero hay que ser muy cuidadosos porque... Voy a utilizar esta gráfica y supongan que por aquí hay un pozo y ese pozo de repente se cierra porque tiene una gran cantidad de agua. Pero no quiere decir que el yacimiento ya llegó hasta esa posición. A mí me parece que el propietario debería recibir los pagos como si fuera un área de extracción. Eso tenemos que dejarlo bien claro.

Y otra cosa que aquí está muy clara y que no está clara en los criterios es que en la proyección, en la parte cuadrículada, siempre se cubre todo el yacimiento. Supongan aquí que hiciéramos un zoom y aquí quedara un pedacito fuera. Eso no deberíamos de permitirlo. ¿No? Aquí está perfectamente bien claro que la cuadrícula incluye completamente al yacimiento, pero no así en los criterios. Habría que especificarlo bien.

Los criterios dicen que tiene que ser norte-sur, que tiene que ser mínimo 30 segundos, que tiene que ser la proyección de la parte a la superficie, vertical. Pero no dice, y creo que es importante que lo pongamos, que se debe cumplir, que se debe cubrir totalmente el yacimiento. No debe quedar ningún pedacito fuera y podría poner el ejemplo aquí. Si este cachito quedara un poquito fuera, entonces tendrían que poner este cuadrito también. ¿Sí? Eso habría que redactarlo por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Lo precisamos de forma más explícita, porque lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

habíamos entendido cuando se asociaba al volumen original pues estábamos conformando la totalidad de la estructura del yacimiento. Entonces ahí no podría quedar ningún punto. Pero lo especificamos de forma más explícita.

Y el segundo tema nada más para responder. En estos criterios todavía no hemos tocado los pagos como tales. Aquí solamente es para definir de primera forma cuál es el área que está asociada a la extracción. Derivado de este criterio de cómo se define el área de extracción, pues detonará algunos procesos que conlleven. Digamos, ahorita creo que no es el punto aquí de definir si es uno u otro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pero van a influir, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, sí influye.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y creo que eso es fundamental hacer esto porque en la industria petrolera se utilizan para simulaciones de yacimiento ese tipo de mallaje. Y entonces ahí en simulación numérica se hace un balance, que si por aquí tengo más, aquí le puedo quitar. Pero esto no es aplicable a este caso. Aquí la cuadrícula debe cubrir totalmente y creo que así debe ser la redacción. La cuadrícula debe cumplir totalmente la proyección del yacimiento en la superficie.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, pero si quieres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo un comentario un poco siguiendo la lógica de lo que comenté al principio en el asunto de cuándo se debe de hacer la determinación de esta configuración. Desde mi punto de vista se tiene que presentar al inicio cuando se presenta el plan. Entonces no se hace dentro del plan, o sea, como está. Dice sexto, ¿no? Dice que "los contratistas y asignatarios deben determinar dentro del Plan



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de Desarrollo el área de extracción asociada al área contractual”. O sea, lo que dice aquí es de que parecería, es de que tendríamos que en el plan de Extracción dar ciertas actividades para determinar el área de extracción. Y desde mi punto de vista, bueno, cuando menos la lógica es esto ya viene determinado “antes de”. Y en el Plan de Exploración, cuando menos el primer saque de esto, en el Plan de Desarrollo, en la presentación del Plan de Desarrollo tendrá que venir esta configuración.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? Entonces no está dentro del Plan de Desarrollo. O sea, se tiene que presentar en el Plan de Desarrollo. Y las modificaciones, las modificaciones, efectivamente. O sea, si hay alguna modificación que se justifique, pues sí es dentro del plan. Pero a mí, o sea, acuérdense que yo siempre defiendo el proceso, ¿no? Y finalmente el proceso se tiene que dar cuando haya un manifiesto, hay un informe de evaluación o un manifiesto de comercialidad, ahí es donde se determina el área, se determina el volumen, se determina. Entonces de ahí ellos, o sea los contratistas o asignatarios, podrán determinar esto en algún momento de esa y cuando se presenta el plan deben de presentar estas coordenadas de acuerdo a lo que muy bien explicó el maestro Trejo, ¿no? Pero si nosotros ponemos que es dentro del plan pues tendrían que venir ciertas actividades o las actividades que ustedes bien mencionaron para determinar sus coordenadas y creo que eso no era la lógica o cuando menos no es lo que yo había entendido. No sé si nos puedan.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- A ver, si entendí el planteamiento. Yo entendería que el operador presenta su proyecto de plan de Desarrollo para la Extracción donde propone su área de extracción. La Comisión Nacional de Hidrocarburos la analiza y a la hora de aprobar el Plan de Desarrollo determina o confirma o modifica – pudiera modificarle – su área que le corresponderá como área de extracción. Entiendo este es el proceso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con estos criterios.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto, con estos criterios, exactamente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero lo presenta en el plan.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Lo presenta como propuesta, como propuesta exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es decir, lo que creo que la doctora se refiere es que no es un elemento a identificar dentro del desarrollo de la extracción o del Plan de Desarrollo, sino que es un antecedente del documento como una propuesta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Como propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero no requiere que realices actividades de extracción para poder llegar a esa determinación, sino ya es un caso dado como propuesta derivado de la evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, porque en caso de que no estuviéramos de acuerdo con la primer propuesta, se le tendría que notificar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En la aprobación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En la aprobación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho ahí se les tendría que prevenir y tocar los puntos de que si no toca la totalidad del yacimiento o lo envuelve, esta



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

proyección en superficie del volumen, tendríamos que decirle: “Oye, te está faltando un pedazo y la retícula tendría que ser más grande”.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y por eso es tan importante que los criterios queden bien claros para no estar regresando cosas. ¿Sí?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bien claros, correcto. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, estoy ahorita aquí encontrando una presentación de junio del 2014 donde la CNH y la SENER trabajaron en la construcción del mallado nacional para la exploración y extracción de hidrocarburos. Y hay términos como gran área, área, unidad, bloque, sector, etc. Yo creo que esos conceptos hay que regresarlos, hay que usarlos para evitar la tentación de la amiba o su femenino ameba, ¿no? Entonces yo creo que si está alineado a SENER usemos esos términos para que quede bien clarito. Entonces si gustan yo les puedo pasar esta presentación, no sé si sea la última, pero entiendo que nuestro Director General Pedro Meneses trabajó mucho en la definición de este mallado nacional.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Lassé.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- De hecho esa presentación por la fecha debe de estar vinculada por la expedición de un acuerdo que hizo SENER en el 2014 en el que estableció el procedimiento para delimitar las áreas susceptibles a adjudicarse a través de asignaciones. Ahí vienen una serie de definiciones, justamente deben de ser esas.

Y también comentando el tema de los 30 segundos, esos criterios que están establecidos ahora aquí en estos criterios, digamos estos procedimientos, también la relación o el antecedente que tienen es este acuerdo en el cual ya SENER estableció pues todos esos procedimientos e interpretación.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, me parece muy buena la sugerencia. Yo creo que hay que irnos apartando un poco de la utilización de algunos términos que técnicamente no son los adecuados, tanto en el ámbito de mejores prácticas petroleras como en el ámbito legal. Y con



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mucha frecuencia vemos documentos internos, y que nos envían también por parte de la Secretaría de Energía y otras autoridades, donde se hace mención a algunas figuras que no están previstas en ninguna parte ni en la ley, ni en la normatividad, ni en ningún criterio. Y los más frecuentes por ejemplo son clúster o farm outs, que ese es constantemente utilizada y que ni en inglés saben exactamente lo que quieren decir y en español mucho menos, cuando sí existe un término previsto en la ley que es migración. ¿Sí? Y que lamentablemente se utiliza mucho menos en documentos oficiales. Entonces en la medida en la que nos vayamos acercando a utilizar los términos que le permitan a cualquier observador ir a revisar la fuente y la definición correcta, me parece que vamos a estar abonando a la claridad de nuestras resoluciones.

Y por último, yo solamente quisiera felicitar a la Unidad y a la Dirección General, porque con mucha frecuencia sus exposiciones y sus explicaciones y los cuestionamientos que les hacemos las respuestas pues a mí me parecen por lo menos en lo personal muy claras y muy claras las exposiciones. Entonces no quería dejarlo tampoco pasar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿alguna otra pregunta? Por favor Secretaria Ejecutiva, nos podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **ACUERDO CNH.E.35.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción IV, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos expide los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## **II.2 Acuerdo general por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Secretaria Ejecutiva. Muy buenos días nuevamente Comisionados. Como bien lo menciona la Secretaria Ejecutiva, el objetivo de estar aquí es presentarles el acuerdo general por el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados a las licitaciones públicas CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016, ambas correspondientes a la Ronda número 2.

Antes de entrar en los detalles de la propuesta de acuerdo que traemos hoy ante ustedes, quisiera dar una serie de antecedentes del por qué. Como resultado de la Ronda número 2, esta Comisión suscribió, tiene firmados al día de hoy 20 Contratos para la Exploración y Extracción, de los cuales con una fecha efectiva del 8 de diciembre del 2017 y de esos 20 contratos 7 de ellos son contratos que se entregaron operando al momento de la firma. El detalle no voy a entrar en él, pero básicamente lo ven ustedes aquí. Son cuatro contratos que corresponden a la convocatoria R02-L02 y otros tres que corresponden a la convocatoria R02-L03.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Lo importante a destacar aquí es que, derivado de la fecha efectiva de la firma del 8 de diciembre de 2017, los propios contratos establecían que los contratistas debían de presentar un Plan Provisional para la continuidad de actividades. Dicho Plan Provisional fue aprobado por este Órgano de Gobierno en su Sexagésima Quinta Sesión, donde básicamente le dan a los contratistas la autorización de ejecutar las actividades necesarias para mantener la continuidad de dichas áreas contractuales. Dentro de esa misma sesión, también se estableció que los contratistas deberían de presentar el Plan de Desarrollo asociado a estas áreas a más tardar 180 días previos a la conclusión de la vigencia de ese periodo provisional o a ese Programa Provisional. Cabe la pena destacar que ese Programa Provisional está previsto con una duración de 12 meses. Adelante.

Con base a esos antecedentes, al mes de junio que es el que estamos el día de hoy, los contratistas deberían ya de haber entregado los Programas de Desarrollo asociados a estas siete áreas contractuales con el objetivo de seguir con la actividad petrolera dentro del área. Sin embargo, durante todo este proceso los contratistas han manifestado que existen ciertas consideraciones técnicas que les impiden presentar el plan correspondiente tal cual como se previó en dicha sesión y en dicha autorización.

Dentro de las principales consideraciones técnicas que nos traen, la primera de ellas es que al día de hoy siguen en proceso de la documentación de pozos y materiales, así como la definición de la utilidad de los mismos, tanto de pozos y líneas de descarga. Para determinar en... Para la presentación final del Plan de Desarrollo, es importante establecer lo que se conoce como el fideicomiso de abandono. Para tener el fideicomiso de abandono son requerido tres elementos clave. El primero de ellos es la definición de la reserva. El segundo de ellos es tener un perfil de producción asociado a ese Plan de Desarrollo y el tercero de ello son los costos estimados de abandono. Entonces al día de hoy, al no haber concluido toda la documentación, la utilidad de pozos, qué infraestructura, etc., no les es factible presentar esa información.

Adicional a esto, nos presentan otras consideraciones técnicas como lo son la información técnica suficiente y actualizada. Al día de hoy varios de ellos se encuentran en tomas de información, aplicando reparaciones mayores,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

menores, asociadas a los planes que se habían autorizado previamente y es por ello que aún no contienen o no tienen toda la información necesaria o requerida. Y que esto al final del día impactará, como ya lo había mencionado, en el cálculo de sus volúmenes y reservas, que son importantes para la presentación del Plan de Desarrollo. De igual manera mencionan el tema de medición de hidrocarburos. Al no tener una estimación final de los volúmenes y reservas, se les complica un poco la presentación de los mecanismos de medición. Y el último de los puntos que mencionan es que al día de hoy también se encuentran en proceso del inicio de negociaciones con los propietarios y dueños de la tierra durante todo este proceso de etapa de transición de arranque.

Otra cosa que es importante aclarar al día de hoy es que prácticamente todos estos contratistas o asociados a estos campos o a estas áreas contractuales han solicitado la extensión de la etapa de transición de arranque que está contemplada en los contratos con una duración de 180 días. Han pedido una extensión adicional de 90 días con el objetivo de cumplir con todos los elementos que establece los contratos.

Y Lo que ustedes observan aquí Comisionados en esta siguiente lámina corresponde a una línea de tiempo asociada a estos contratos, a los contratos de la convocatoria 2.2 y de la convocatoria 2.3, donde en la parte superior simplemente pueden observar los tiempos máximos y mínimos establecidos para cada una de las etapas y donde me voy a enfocar principalmente en lo que es en la etapa de transición de arranque y lo que ocurre antes del periodo de exploración, que es básicamente el periodo donde estos contratos que traen producción traen previstos y aprobados el Programa Provisional.

Entonces como ya lo habíamos platicado en unas láminas anteriores, la fecha efectiva de estos contratos fue el 8 de diciembre del 2017. Derivado de eso, en paralelo se aprobó el Plan Provisional. Le puedes dar. Adelante. En eso se aprobó el Plan Provisional, donde básicamente se establecían la fecha, la duración de los 12 meses al 8 de diciembre del 2018, se establecía la modificación de los programas y se establecía la presentación de lo que era el Plan de Desarrollo para cada uno de estos. Lo que traemos al día de hoy como propuesta es esa extensión al Programa Provisional, en términos de que se agreguen 12 meses más para que los contratistas puedan cumplir





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

con todas estas actividades y estén en la posición de poder presentar un Plan de Desarrollo consistente para lo que restaría por parte del contrato. Entonces lo que ocurriría aquí es básicamente que estamos haciendo esa extensión de lo que ya había previsto el Programa Provisional original de 12 meses a 12 meses adicionales a partir de la fecha del 8 de diciembre del 2018, lo que nos llevaría hasta el 8 de diciembre del 2019. Adelante.

Y elementos claves del acuerdo ya como última lámina estaría que esta extensión de la vigencia de los Programas Provisionales es hasta por un periodo de 12 meses como ya lo había mencionado y platicado en la lámina anterior. El segundo de ellos es que este acuerdo entra en vigor a partir de que, si este Órgano de Gobierno decide su autorización, con la salvedad de que aplicará de forma retroactiva para aquellos contratistas que hayan solicitado una prórroga o extensión previo a la vigencia de sus Programas Provisionales. Y finalmente una vez que entra en vigor este presente acuerdo, los contratistas deberán presentar en un plazo máximo de 60 días la correspondiente actualización de los Programas Provisionales.

¿Qué quiero decir con esto? Si se decide aprobar esta extensión de los 12 meses, los contratistas a partir de esa autorización del acuerdo, lo que tendrían que hacer tendrían 60 días para darnos una actualización del Plan Provisional que cubra los siguientes 12 meses de continuidad o de operación dentro del área contractual. Asimismo, continúa la obligación de los contratistas de que 180 días previos a la finalización de esta extensión del periodo, también presenten el Plan de Desarrollo para que con base a lo que establece el propio contrato la Comisión analice y en su caso apruebe dicho Plan de Desarrollo. Y con esto termino mi exposición.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Álvarez. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias. Es respecto a este segundo bullet que dice: "Este acuerdo entrará en vigor a partir de su autorización por parte de este Órgano de Gobierno y aplicará de forma retroactiva a aquellos contratistas que hayan solicitado prórroga o extensión de la vigencia de sus Programas Provisionales dentro de los últimos seis meses". ¿Cuántos sí le entregaron y cuántos no?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- De los siete contratos que al día de hoy tenemos operando para la 2.2 y 2.3, están divididos prácticamente en dos contratistas, que es Jaguar/Pantera y el otro es Iberoamericana. Ambos solicitaron para todas las áreas contractuales dicha posibilidad de extensión del Programa Provisional.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Todos avisaron, todos lo van a presentar así. Mi preocupación era los que no avisaron qué les vamos a decir, ¿no? Bueno, pero no hay ningún problema ahí. Ahora, yo por ahí he escuchado que la ley no es retroactiva, ¿no? De muchos de los abogados.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- En prejuicio.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- En prejuicio, ok. Esa era la aclaración. En este caso como sí les beneficia sí podemos hacer retroactivo este acuerdo para esos operadores. Ok.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y una precisión si me permiten. En realidad este es una, no es realmente tan retroactivo porque su Plan Provisional sigue vigente. Estamos en el mes 6 de su Plan Provisional. Entonces lo que se está haciendo ahorita es permitir que después de la terminación de esos 12 meses iniciales tengan otros 12 meses para llevar a cabo sus actividades y preparar su Plan de Desarrollo. Entonces lo único que está haciendo es no obligar a esos contratistas a presentar su Plan de Desarrollo en estos momentos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, pero digamos por contrato la fecha límite ya se venció.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, no por contrato.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, ¿no eran 180 días antes?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si me permite



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Comisionado. Derivado de esa resolución de la sexagésima quinta sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno, ahí se estableció que a la aprobación de este Programa Provisional que correspondía a un año, los contratistas estaban obligados a 180 días previos entregar el Plan de Desarrollo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ciertamente, fue en la resolución, no en el contrato.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Eso es importante porque, digo, para el resto de contratistas o representantes de contratistas que nos estén escuchando pareciera que sí podemos mover ciertas fechas de cumplimiento de determinadas obligaciones. Regularmente estos términos de Planes de Exploración, de presentación de Planes de Exploración, de Extracción, de Programas, están establecidos en los contratos y es obvio que ahí no podemos hacer nada. Pero en estos casos específicos afortunadamente no está establecido el periodo en el contrato, fue producto de una resolución, y en ejercicio de las atribuciones que tiene este Órgano de Gobierno para modificar sus propios actos, es como podemos mover la fecha.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De acuerdo. Y solamente agregar que es en beneficio de los operadores, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Así es. Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que creo que eso sí es importante decirlo. ¿Algún otro comentario? Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno. Se ha comentado, pero creo que hay que hacer énfasis, en que los Programas Provisionales tienen un espíritu vamos a decir, ¿no? Un objetivo. Y el objetivo es que los operadores puedan mantener operando, o sea quiere decir produciendo los campos, ¿no? Las áreas contractuales. En este caso tenemos siete áreas contractuales, que son las que enfocan fundamentalmente este acuerdo. Pero hace rato platicábamos del lenguaje, ¿no? Y decíamos que es bien importante utilizar el lenguaje. Un Programa Provisional pues es eso, es "provisional". Y entonces planteamos que podía tener hasta un alcance de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

un año. Ahora vamos a ir un Programa Provisional por dos años, lo cual pues ya no parece tan provisional.

Entiendo bien toda la problemática, pero no sé cómo estemos parafraseando el acuerdo en el sentido de que tienen hasta 24 meses para. Hay que decir “tienen hasta 24 meses”, porque ojalá ellos puedan venir antes y ya dejar el Plan Provisional o más bien el Programa Provisional, porque definitivamente esto tiene una pérdida de valor para el negocio. En la medida que nosotros estamos atrasando en definir cuál es el Plan de Desarrollo, estamos mandando el dinero al futuro. Y fundamentalmente parte de la Reforma Energética planteaba que los operadores particulares pudieran atraer esos valores presentes netos al presente. Entonces qué bueno que lo tienen así – ya por ahí asentaron la cabeza – en el sentido de que así está la resolución. Y bueno, pues estos Planes Provisionales, más bien Programas Provisionales, pues ojalá no sean tan largos, ¿no? Y que además no solamente estemos pensando en cómo hacer para que les dé tiempo, sino que veamos cómo resolver problemas.

A ver, el fideicomiso de abandono. Se requiere la reserva, se requiere perfil de producción, se requiere también saber los costos de abandono. Igual el fideicomiso de abandono es igual que los planes: cambia en el tiempo. Y en el tiempo van a cambiar también los costos de abandono y posiblemente también cambien las reservas. Entonces yo creo que se podrían empezar a generar fideicomisos como una base, ¿no? No esperar a tener toda la información. O al igual las negociaciones con propietarios, ¿no? Tenemos que ver cómo nosotros como CNH buscamos para que esos tiempos se acorten.

Entonces bueno, está bien que hagamos este tipo de acuerdos, pero también habría que ver cómo resolvemos este tipo de problemáticas que se le presentan los propietarios. Perdón, no los propietarios, a los contratistas. ¿Sí? Y por último no estamos hablando nada del Programa Mínimo de Trabajo, ¿pero estos 12 meses adicionales involucran más actividad o no?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es simplemente continuidad.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Obligatoria ¿no?.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Obligatoria no.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- La obligatoriedad de las actividades asociadas a estos contratos Comisionado correspondería a los Planes de Exploración, donde se establece ya el compromiso mínimo de trabajo para cada una de estas áreas contractuales. Es correcto Comisionado, así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, yo agregaría es de que quizá el mayor incentivo que se tiene es de que estos programas no generan acreditación de unidades. O sea, esto creo que a los operadores les va a urgir presentar un Plan de Desarrollo para tener actividades que acrediten digamos ese tipo de actividades. ¿No? Entonces de alguna manera, bueno, creo que este tipo de acuerdos lo que da es una mayor flexibilidad desde luego para que puedan dar continuidad operativa, pero como operador pues le urge presentar un Plan de Desarrollo para que pueda tener ciertas digamos manejo ya de sus actividades. Aunque aquí pueda estar haciendo actividades, pero esto no acredita, ¿no? ¿Algún otro comentario? Por favor Secretaría Ejecutiva, nos podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **ACUERDO CNH.E.35.003/18**


Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Acuerdo general por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:14 horas del día 14 de junio de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Trigésima Quinta 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



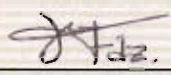
---

Néstor Martínez Romero  
Comisionado



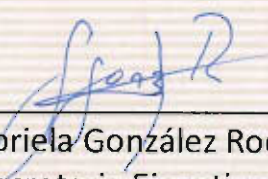
---

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado



---

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado



---

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva