



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:14 horas del día 26 de julio 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, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, 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 Cuadragésima Cuarta 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 220.0681/2018, de fecha 25 de julio 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, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.



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 el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación AE-0391-M-Ébano.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.
- II.3 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-0391-M-Ébano, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación AE-0391-M-Ébano. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A13/2015.**





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.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muy bien, buenos días. Me voy a permitir presentar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, que en lo subsecuente denominaré PAGNA para efectos de agilidad en la presentación, sobre la Asignación 0391-Ébano.

En la parte de la relatoría se presenta un resumen. La siguiente lámina, gracias Gustavo. El Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó el pasado mes de junio 131 PAGNA (Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado) y negó la aprobación de 36. En ese mismo mes se le notificó la resolución a PEP, el cual el 28 de junio presenta/ingresa la actualización al PAGNA, ingresando un alcance más el 5 de julio del 2018.

Las características generales de esta asignación se refieren a que se encuentra en tres Estados entre Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, con un área de 1,584 km<sup>2</sup>. Más adelante haré una alusión para dimensionar la complejidad en cuanto al área de Ébano. Tiene una vigencia de 25 años y es una asignación de exploración y extracción operada por Pemex Exploración y Producción. Tiene columna geológica completa, excepto en la parte de no convencionales. El tipo de hidrocarburo es aceite extra pesado de 10 a 13 grados API y actualmente se tiene en su estado de pozos 1,105 pozos, de los cuales 188 son productores. Aquí un dato importante es que tenemos una producción histórica desde 1903-1904, lo que significa 115 años de producción en esta área. Y la producción precisamente de estos 188 productores es de 7,600 barriles por día y en gas es 0.75 millones de pies cúbicos por día la última reportada. Por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Tenemos, nos dice el Titular de la Unidad 7,600 barriles diarios de producción. ¿Sí? ¿Tenemos las cifras de estadísticas, no sé, quizá de los últimos dos o tres años de esta asignación? Luego menciono a qué me refiero, por qué la quiero conocer.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, sí las tenemos, la podemos presentar más adelante o quisiera en el dato puntual.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, claro. Es decir, yo a lo que voy es si la asignación ha sido sostenible la producción, se ha incrementado, se ha disminuido. Este dato lo pregunto, recordemos que esta asignación está siendo administrada a través de un CIEP. Es decir, un tercero es el que está ejecutando los trabajos de forma integral. Si bien es cierto el responsable es Petróleos Mexicanos a través de PEP, Pemex Exploración y Producción, lo hace a través de un contrato especial en el cual un tercero es el que realiza los trabajos. Y yo me he manifestado desde que se analizaron las migraciones de CIEP y COPF que antes de migrar, yo sé que no es la etapa procesal oportuna, pero que antes de migrar se analizara si se han cumplido las expectativas de objetivos por parte de ese tercero. Porque la migración de un contrato, la migración de un contrato otorga derechos preferenciales en mejores términos y entonces lo que hemos visto es que en algunos casos, no sé este, pero en algunos casos a pesar de que las metas de producción y de inversión no fueron cumplidas, se les está otorgando el derecho a migrar esos contratos a través de condiciones más favorables a pesar de que durante la vida del CIEP demostraron pues que no cumplieron con sus actividades. No estoy seguro si este sea el caso, pero por eso me gustaría un poco conocer el desarrollo de la producción reciente, sobre todo los años que ha estado existiendo el CIEP, pues para más o menos darnos un contexto y saber del programa que estamos aprobando respecto a sus antecedentes.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Por supuesto Comisionado. Y ahora que clarifica el origen de la pregunta, sí efectivamente tengo aquí los datos que podríamos mostrar más adelante en pantalla, pero sí ha habido un incremento considerable. Cuando recibió el CIEP estaba del orden de los dos, entre dos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y tres mil barriles y fue incrementando y llegó a obtener un pico de 12. Obviamente ahorita está del orden de los 7,000 barriles por día y por lo que vamos a revisar durante la presentación también ha hecho inversiones en infraestructura, lo que ha permitido precisamente traer a la mesa la parte de la propuesta que vamos a revisar. Pero la respuesta es sí y mostraré los datos de la gráfica. Ahorita se los muestro.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Por último ya nada más diría en relación con esto que ojalá que todos los proyectos que nos toca revisar en esta materia de migraciones de CIEP sean como este en caso de que hayan llegado no solamente a incrementar la producción, sino que hayan llegado a las metas de producción que produjeron en el contrato; porque implica pues aquí sí premiar de alguna forma a una empresa que ha hecho bien su trabajo, pero lamentablemente no está siendo constante en todos los casos de migraciones, pero gracias por la información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que es muy atinado el comentario del Comisionado Acosta, pero más que ver producción deberíamos de ver rentabilidad y eso pues así está planteado. Pemex es una empresa productiva del Estado. No quiere decir que si tenemos más producción tenemos más rentabilidad. Tenemos solamente el que observemos para las siguientes ocasiones cuestiones de producción, sino también pues cómo son los costos por barril.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a hacer un comentario. En realidad, en este momento vamos a ver el plan que está proponiendo en este caso Pemex para el aprovechamiento de gas. En este punto es lo que vamos a ver. El siguiente punto va a ser el Plan Provisional, que es lo que Pemex estaría proponiendo para darle continuidad operativa a esta área una vez que se migre y con el siguiente que sería lo que es la parte de los puntos de medición.

Quizá en el siguiente punto yo voy a hacer un tipo de aclaración que tiene que ver con las dos preguntas que se están haciendo. En realidad, la migración de alguna manera es un proceso que se ha venido ya, inclusive ya se aprobó la migración y viene en un proceso que venimos haciendo. Ahorita en este día, si el Órgano de Gobierno lo aprueba, se va a aprobar



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

un Plan Provisional para darle continuidad operativa en el segundo punto a esta área en el caso que se firme un contrato de migración. Pero cuando me toque el siguiente punto yo voy a hacer un tipo de aclaración, porque efectivamente pues ha tenido mayor producción, pero quizá no ha sido la mejor rentabilidad como proyecto dentro de esta área, ¿no? Pero si quieren lo dejamos para el siguiente punto. Sí, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y bueno, los comentarios no son específicamente para Ébano. Mis comentarios son generales y creo que los del Comisionado Acosta fue pues todos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aja, y correcto.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y quizá también aclarar que sí, efectivamente. Esta migración ya fue aprobada. Lo que sucede es que recordemos que en el trámite donde se nos pide opinión a la Comisión no pasó por Órgano de Gobierno y entonces por eso no había espacio para hacer este tipo de comentarios porque fue respondida esa consulta a través de las áreas técnicas. Entonces no hay otro momento pues, no hay otro momento para expresar, reiterar lo que yo he venido diciendo de forma constante. Coincido con la doctora y con el doctor Néstor en el sentido de que hay que analizar a lo mejor no la producción, pero sí los indicadores de éxito de este tipo de contratos, que fue lo que lamentablemente no se hizo por parte de la Secretaría de Energía. O sea, la Secretaría de Energía nunca analizó los indicadores positivos o negativos que se tenían en el récord de estas empresas que están manejando estas asignaciones, operándolas directamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estoy muy confundido. O sea, la Secretaría de Energía pide a la CNH una opinión, pero el que emite la opinión es el Órgano de Gobierno. O sea, al final de cuentas no puede ser un área técnica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Sí, la aclaración es la siguiente doctor. El artículo vigésimo octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos regula el proceso de migración de los CIEP y de los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COPF a un Contrato de Exploración y Extracción. Es decir, fue una disposición transitoria de la propia ley que establece ciertos requisitos para que estos contratos que se firmaron del plazo de 2008 en adelante pudieran migrar a esta nueva figura que se creó con la Reforma Energética. Este procedimiento del vigésimo octavo no prevé la opinión de la Comisión en relación con la procedencia de la migración. La Secretaría de Energía nos pide una asistencia técnica, pero en el marco de otras atribuciones, no necesariamente del procedimiento normal sobre el que nos solicita opinión de migraciones de cualquier tipo de asignaciones.

De hecho, el transitorio refiere que si el contratista y Pemex lo solicitan a la Secretaría de Hacienda – perdón, a la Secretaría de Energía –, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda ponen los términos tanto técnicos como fiscales y si las partes los aceptan, es decir el CIEP y COPF y Pemex los aceptan, digamos que es automática la migración. Precisamente por eso es que no viene a Órgano de Gobierno a esta solicitud de procedencia de migración.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Efectivamente ese fue el criterio que prevaleció en su momento, respecto del cual yo estuve en desacuerdo. O sea, una asistencia técnica con la trascendencia que se tenía para migrar este tipo de contratos, en mi concepto debió haber sido discutido en el Órgano de Gobierno. Como no fue discutido, pues entonces ahora en estos espacios es cuando uno tiene oportunidad de decir lo que piensa respecto de ello. Yo siempre insistí en que uno de los requisitos que debería de analizar la Secretaría de Energía para poder autorizar la migración pues era ver cómo había sido el comportamiento de ese quien había tenido el contrato para operar el área de asignación.

En su momento la Secretaría de Energía contestó que ese no era un requisito y yo digo pues no era el requisito porque no lo pusieron. Y ellos podían poner las condiciones para analizar si se procedía o no a la migración. Estos sólo son antecedentes, ya fueron decisiones tomadas, pero me parece si puntualizar pues las opiniones que tuvimos cada quien al respecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.-  
Perdón, nada más.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Desde luego Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Y desde luego con base en lo que dice la Comisionada Alma América, el tema relacionado con la migración y el Programa Provisional que en su momento se llevaría a cabo para las actividades para el mantenimiento de la continuidad operativa de este nuevo contrato cuando nazca, están relacionadas con este tema pero quisiera yo nada más precisar.

El Programa de Aprovechamiento de Gas que estamos presentando como primer punto del día de hoy deriva de que en fechas pasadas la Comisión emitió resolución respecto de todos los Programas de Aprovechamiento de Gas de Petróleos Mexicanos, de PEP. Algunos de ellos fueron aprobados y otros fueron rechazados. Ébano fue uno de los programas que se rechazaron en su momento y precisamente Pemex ingresó un nuevo programa para la aprobación de la Comisión que es necesario aprobar previamente, en su momento, al Plan Provisional. Por eso estamos viendo este tema en este momento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Si, por favor jefe de Unidad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Normalmente luego decimos no veníamos preparados, pero aquí está la lámina. La verdad que eso es verdad, no veníamos preparados, pero el equipo les agradezco que esté, técnicamente siempre están muy al pendiente. Miren, este es el perfil de producción retomando el punto por el que inició el comentario del Comisionado Héctor. Este es el contrato de servicios Ébano, Pánuco, Cacalilao – perdón, aquí – y la parte azul es el CIEP. Entonces si bien esta gráfica solamente llega hasta julio del 2017 porque ahorita acabo de decir que está entregando o está del orden de los 7,000 barriles, aquí estaba en 9,500. Digamos este sería el desempeño en la parte del CIEP en cuanto a producción, que fue para reforzar el comentario que decía él, y adicionalmente se han hecho algunas inversiones y ahorita comentaré más adelante.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, no más ahí faltaría lo que comentaba el Comisionado Acosta decir cuál era el plan original, porque aquí pues sí subió a 14, pero la meta eran 30 o 20 o los que sean. Falta la meta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, de acuerdo. Regresamos a la presentación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Continuamos con la presentación del PAGNA.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ok. En esta lámina lo que se pretende es mostrar la extensión de la asignación Ébano que es de 1,584 y hacemos una analogía. Eso solamente por el hecho de que se vaya entendiendo la complejidad en cuanto a superficie de esta asignación y es que es un poco más grande que la Ciudad de México y en ella se encuentran distribuidas, digo, lo ponemos solamente para poder contextualizar, la distribución de todos sus pozos y de las 27 estaciones de recolección y bombeo que estarían representadas por cada uno de estos puntos. Observen la distribución que tienen, ¿no? En toda el área. Además de 685 km lineales en ductos que van desde los 6 hasta las 12 pulgadas de diámetro y 4 ramales de producción. Los 4 ramales de producción, adelante.

Los 4 ramales de producción los ponemos en diferentes colores donde la primera parte es lo que está en color naranja que vienen a ser las plantas donde se aprovechará el gas, que son Escudo Nacional y Las Flores. Asimismo, la parte en color rojo es el ramal de Corcovado. La parte en color verde son lo que se le denomina Chijol D-17 y la parte azul. Alguna de las condiciones operativas que originan que se presente el venteo es porque es a través de una producción intermitente en algunos casos que se manda la producción a cada una de estas estaciones de recolección que está representado con los tanques. Y esto es en función de las propiedades propias del hidrocarburo y del caudal y de la forma intermitente en que se va acumulando hasta el punto donde a través de la válvula de presión de vacío se libera precisamente el gas. Es un tema de seguridad. Y además es importante mencionar la calidad del aceite producido que es extra pesado





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

con alta viscosidad y sumémosle que tiene un alto contenido de CO<sub>2</sub> y un bajo poder calorífico, lo que complica un poco la operación diaria sumado a la distribución en toda esta extensión de 1,500 km.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón, nada más para claridad. En la anterior lámina presentan una imagen en la que aparece el área de asignación sobre el territorio del Distrito Federal de la Ciudad de México, no más para aclarar que es para conocer la dimensión.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sólo es para contextualizar en cuanto a una extensión territorial cómo se distribuyen los pozos y la estación de recolección. Si, nada más es solamente ejemplificativo. Adelante por favor.

Entonces los objetivos del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado consideran la maximización y uso del aprovechamiento de este gas natural, eliminar el venteo de gas producido dentro de la asignación y alcanzar y sostener la meta de aprovechamiento de gas anual propuesta durante la vigencia del Título de Asignación, obviamente mediante las inversiones que presentaré en láminas subsecuentes y aplicando la alternativa seleccionada que contempla – lo adelanto – el autoconsumo del gas producido en la parte norte de la asignación para la generación eléctrica. Generación eléctrica que se va a utilizar para la operación de las estaciones que mostraba en la parte norte que son Flores y Escudo Nacional. Adelante por favor.

Y  
Pero para llegar a esta alternativa se analizaron varias opciones considerando o teniendo como referencia y es un estudio que se hizo en el 2017 y se consideró la producción pronosticada de gas natural, se tomó en cuenta la composición del gas, obviamente la distribución y ubicación de todas estas estaciones de recolección y bombeo, la ubicación de la infraestructura, específicamente los pozos, los ductos, el monto de las inversiones y por supuesto un análisis de rentabilidad sobre las alternativas consideradas.

Las cuatro alternativas básicas son el autoconsumo en este caso para la generación eléctrica. Otra alternativa es utilizar el gas como sistema artificial, en este caso como bombeo neumático. Una siguiente alternativa es la conservación, o sea, la reinyección puede ser y/o la transferencia para





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

en este caso su venta. Y fueron consideradas diferentes estaciones de recolección y ramales, que son los nombres que están a la derecha. Mencionaba antes algunos de estos nombres con los que denominan los ramales. Entonces se seleccionaron estas alternativas y se hicieron algunas combinaciones entre ellas tomando en cuenta – repito – sobre todo dónde están ubicadas las estaciones, los ramales y los volúmenes que están llegando.

Finalmente, la alternativa seleccionada es la que considera el autoconsumo, la generación eléctrica y una parte de aprovechamiento de gas. Y los ramales y las estaciones más importantes son las que se encuentran en la parte norte de la asignación, que es precisamente Escudo Nacional y Las Flores. Ahorita mostraré una distribución de cómo se ve. Entonces esta es la selección seleccionada de ese análisis realizado en el 2017. Adelante.

Esta alternativa propone que en abril del 2019 se espera aprovechar el 0.65 millones de pies cúbicos de gas y la quema de 0.63 millones de pies cúbicos por día. Es factible aprovechar el 51% del gas producido en la parte norte y aun considerando la baja calidad, o sea, el alto contenido de CO<sub>2</sub>, el poder calorífico que en este caso se tiene medido en 27.8 promedio de acuerdo a la NOM. Es un dato de referencia de acuerdo a la NOM para comercializar un gas tendría que andar del orden de 37 MJ/m<sup>3</sup>. Obviamente aunado a la amplia dispersión geográfica de pozos y estaciones y a las características del yacimiento extrapesado, la propuesta considera 9 meses que iniciarían a la brevedad posible posterior a la aprobación del PAGNA para hacer un cambio que es lo que vamos a ver de quema y venteo a solamente quema de gas. En este lapso es necesario mantener la continuidad operativa. Se tienen que considerar las actividades necesarias para dar la continuidad en la producción y garantizar la operación segura de las instalaciones. ¿Cuál es el esquema que menciono? Sí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Los objetivos del PAGNA, por ahí los presentaron en una lámina, es aprovechar al máximo el gas, reducir el venteo, etc.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Terminar el venteo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo que veo en la lámina anterior es que dicen que estas propuestas que hacen para este PAGNA de esta asignación van a aprovecharlo generando electricidad y en lugar de ventearlo lo van a quemar. O sea, ¿lo que se pretende aquí es aprobar obras para quemar el gas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Aprovechamiento mediante autoconsumo. Eso lo establecen las disposiciones de aprovechamiento de gas en su artículo quinto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, a ver. Una va a aprovechar el gas para generar electricidad y la otra va a agarrar el gas y lo va a quemar. ¿Cómo lo aprovechas ahí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En la parte de la generación es aprovechamiento, lo otro es la destrucción controlada. El otro porcentaje que sería el 48% dado el contenido molar que tiene también de CO<sub>2</sub>, sulfhídrico y cómo está disperso en el área, no se puede aprovechar. Ahí estaríamos teniendo incineración.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, todavía no me fui al otro. Me estoy hablando del de quema. O sea, ¿estamos aquí aprobando obras para quemar?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Para destruir controladamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es quemar, ¿no? Es quemar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Al día de hoy se tiene venteo en la zona donde se están teniendo sólo almacenamiento en tanques y se está venteando a través de las válvulas de presión de vacío. Eso, si lo vemos ya en términos ambientales, es peor que si se incinera. Ahora, si lo estamos incinerando lo aprueban. Bueno, no lo aprueban, sino están sujetos a las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas. Dentro de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas en el artículo quinto marca algunas alternativas





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que en los análisis técnico-económicos sean viables. Aquí lo va a partir en dos: el 52% al aprovechamiento con generación eléctrica y el otro porcentaje, dada las condiciones económicas después de hacer los análisis, no se puede aprovechar y estaríamos destruyéndolo de forma controlada.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Qué análisis se hicieron?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Se hicieron las cuatro alternativas que marcan las disposiciones y una mezcla entre ellos, donde tenemos también los valores presentes netos y las inversiones requeridas. Acordemos que aquí estamos hablando de un volumen al día de hoy reportado a la Comisión de 0.7 que se hace a través de manera probabilística. Sin embargo, en el volumen que ellos están asumiendo ya de manera medida va a ser de 1.4. Por eso está dividido en mitad que se va a hacer para generación eléctrica donde se tiene concentrado las estaciones de Las Flores y Escudo Nacional que es la parte norte que es donde acumula la mitad de la producción, es decir, alrededor de 3,500 barriles. Y el otro está disperso en toda el área, que es un área muy grande. Entonces todas esas áreas muy grandes están confluyendo a estaciones de recolección puntuales y por eso no se pueden transportar de manera multifásica.

Luego recordemos que también es un aceite extra pesado de alta viscosidad que lo que está pasando es que para que fluya a través de las tuberías se mande en algún momento hasta las estaciones. En esas estaciones se empieza a dejar digamos en un tiempo de residencia más o menos son 72 horas. De ahí ese gas, pues como no es un gas que viene continuo sino también viene en forma de baches y se va separando dentro del mismo tanque, se está liberando a la atmósfera de manera paulatina una vez que llega a la presión dentro de los tanques. Entonces lo que se va a hacer es que donde sí se tiene la capacidad o la cantidad de gas requerido se genere electricidad. En la otra que es dispersa se estaría incinerando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿En la evaluación económica de esta alternativa que obliga o que indica que mejor lo quememos, se considera una componente ecológica, componente verde, impacto social o cosas de esas?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Al día de hoy lo que tenemos no, son los puntos que estamos leyendo. Obviamente si vemos que es perjudicial, que no sería tema tampoco del análisis del PAGNA, es porque no nos manifestamos en cuestiones de impacto ambiental, sino más bien de aprovechamiento. En la meta de aprovechamiento, pues también sabemos a grandes luces que es peor ventear que quemar.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Se acuerdan que una vez trajeron aquí una muestra de fluido en una botellita así como las de agua y la abrimos en este cuarto todo lo que olía?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Imagínense en un tanque de esos cómo huele, cómo impacta. ¿O porque hay mucha atmósfera no pasa nada?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Precisamente lo que se está trayendo a la mesa es eliminar el venteo, que es 25 veces más contaminante que las emisiones de CO<sub>2</sub>. La infraestructura que se está previendo obviamente también considera de pasar de una medición probabilística están pensando que con la medición bifásica incluso en la gráfica de la línea que puedes pasar de esta medición probabilística puede a la hora de medir ya de manera bifásica se esperan estos datos. Y precisamente esta línea naranja representa el venteo. Y lo que traemos como propuesta de PAGNA es eliminar a cero el venteo a la atmósfera. Obviamente por las condiciones que hemos presentado se alcanzaría por todo lo que ya hemos platicado – dispersión, condiciones, grados API – un aprovechamiento de gas inicial de 51%. Este es un valor mensual, pero al final quedaría en un 52% anualizado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, vamos a permitir que quemen casi la mitad. ¿Cuál es la meta de aprovechamiento de gas de acuerdo a los objetivos de un PAGNA?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En las disposiciones es del 98% alcanzables dentro de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los tres primeros años. Recuerden también que las mismas disposiciones, dada las evaluaciones económicas o la complejidad técnica en su artículo 15, da la posibilidad que se puedan modificar la meta de aprovechamiento de gas a consideración de la Comisión o que se modifique el plazo para el cumplimiento de la meta. Entonces aquí estamos cayendo a partir del artículo 15 de las disposiciones modificar la meta de aprovechamiento de gas, que aquí se estaría cumpliendo en un periodo de 9 meses para el 51% y en términos de los 3 años el 52%.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Por qué sancionamos a Ku-Maloob-Zaap con más de 2,000 millones de dólares, por impacto o porcentaje?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí lo vemos en porcentaje ellos estaban alrededor de 91% hacia el 98%, pero el volumen Ku-Maloob-Zaap se estaban quemando 242 en el pico máximo millones de pies cúbicos diarios. Aquí estaríamos incinerando 0.7 millones de pies cúbicos diarios.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A como estas ahorita, pero vas a migrar a un contrato.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- A como estamos ahorita. Nada más hay que hacer la aclaración. Si se migra a un contrato, entonces pasaríamos un provisional, después de este provisional se tendría que presentar un nuevo Plan de Desarrollo y ese Plan de Desarrollo ya tendría que contemplar una nueva meta de aprovechamiento de gas de conformidad con las actividades que van a estar establecidas en ese programa, en ese Plan de Desarrollo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Mira, mi preocupación es generar un precedente donde le permitimos a un operador que queme casi la mitad y que le aprobamos actividades, inversiones, porque ahorita vamos hacia el plan, donde van a construir para quemar. Entonces esa es mi preocupación porque ya es un precedente. Dices, a bueno, en una asignación sí puedo quemar la mitad, pero ya cuando migre a un contrato entonces tengo que ver si cambio la meta o qué hago. O que venga un operador y me diga con mediante análisis que yo no me metí a ver los costos ni me metí a ver las actividades ni fui a ver si hicieron ingeniería para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ver si pueden aprovechar el gas. Nada más todo está en papel y yo le creo y bueno, si quiere quemar la mitad pues yo le creo porque técnicamente me mandó papeles donde pues yo le creo al operador.

Pues si va a ser así, vamos a crear ese precedente. Si fuimos a ver cada una de esas alternativas, estudiamos toda la tecnología, nos fuimos a campo a ver cómo lo iban a instalar, lo que era factible o no era factible, a mí me da más soporte para decir: "No, ¿sabes qué? Aquí sí hay que dejar que quemem el 40%, el 50%". Pero si es nada más en papel, mi preocupación es generar ese precedente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, de hecho hay para coadyuvar como lo hicimos previamente, se hizo una visita de conocimiento al área donde tuvimos ahí el reconocimiento de cómo estaba la distribución. Y si lo vemos históricamente hemos transitado que este campo se tenía antes pozos que derivaban a tanques a boca de pozo y se construyeron al amparo del CIEP. Todo lo que eran las líneas de descarga, ahí se hicieron los múltiples de recolección que confluían ya a estas estaciones de recolección y ahí es donde es está venteando. A partir de que se construyó toda esta infraestructura, da la posibilidad que nosotros podamos tener el aprovechamiento en Las Flores y Escudo Nacional con este 52%.

Ahora bien, también este gas recordemos que por porcentaje molar tiene alto contenido de CO<sub>2</sub>, lo cual te da un poder calorífico bajo y que ya lo mostramos anteriormente en la exposición, el cual ni siquiera llega a la Norma Oficial Mexicana, lo cual no se podría comercializar ese gas. Por lo mismo, es un caso digamos diferente al que estamos exponiendo de Ku-Maloob-Zaap, que ahí estamos con otras condiciones en porcentajes. Aquí hay pozos que llegan hasta el 70% de CO<sub>2</sub>. Luego, el área es casi la Ciudad de México y la dispersión que se tiene entre estos pozos y cómo van confluyendo, pues eso da una complejidad técnica. Después, altamente viscosos de 10 grados API, tiene alta viscosidad. Entonces tiene muchas limitantes. Cuando se ha tratado también de hacer la separación a boca de pozo o donde convergen todos en los múltiples de recolección, al quitar este gas pierde digamos capacidad que fluya dentro de las tuberías y hace más difícil su transporte. Entonces por eso están mandando de forma multifásica en este momento hasta las baterías, hasta donde están los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tanques de almacenamiento y de ahí el volumen que se está desprendiendo en cada tanque no nos da para tener alguna otra alternativa. Ahora bien, históricamente el estudio se hizo en 2017.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿No nos da a la CNH o no les da al operador?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No nos da a la CNH y al operador viéndonos como un socio, porque así nos vemos. O sea, si ellos hacen actividades para mejora de nosotros es para mejora de todos. Entonces por eso hablo en términos globales. Ahora bien, el estudio que se hizo se hizo en 2017. Fue previo de hecho a cuando se sancionó el PAGNA de forma negativa. Se sancionó el PAGNA negativo en 2018. Entonces ellos ya tenían un estudio de cómo podían hacer estas alternativas. Por lo cual, si hacemos cuenta, una vez posterior a sancionar de forma pues no procedente el PAGNA anterior, al día siguiente estamos presentando o estaba presentando por parte de Pemex la nueva propuesta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Mira, pueden regresar a su lámina donde llegó el documento, hubo una prevención. Ahí dice, ¿no? El 20 de junio por ahí el Órgano de Gobierno aprobó o negó algunos PAGNA. Se notifica resolución y luego actualiza el PAGNA el operador para esta zona, para esta asignación y luego unas semanas después dio un alcance a la información. ¿Ese alcance a la información de qué fue? ¿Te dio las alternativas o qué te dio?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No. Ya de entrada venían las alternativas, simplemente estamos actualizando información. Como estamos viendo, tenemos dos procesos aquí en este sentido. Estábamos cuadrando o estábamos verificando que toda la información que se entregara en el PAGNA viéramos en manera integral a lo que teníamos reportado también con el provisional. Aquí teníamos algunas diferencias en cuestión de producción solamente y que nos aclararan el término de por qué pasábamos de 0.7 a 0.14. Ya nos hicieron la especificación que el 0.7 es a la medida probabilística al día de hoy y al 0.14 es porque van a tener medidas puntuales de medición bifásica, que eso estaba elevando al 1.4 ¿Por qué?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Porque históricamente tenemos reportado la CNH 0.7. Ahí es donde radica ese alcance a la exposición.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No más quiero hacer una aclaración en el tema de socios. Sí somos sus socios, pero es para hacer las cosas bien de acuerdo al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos. Y soy su socio en decirle cómo tiene que documentar, qué es lo que tiene que hacer, no su socio para decirle, "mira, escríbelo de esta manera para que yo te apruebe la quema de más de la mitad". Hay que tener bien claro cuándo es nuestro socio. Tiene que cumplir con la ley y yo desde mi punto de vista lo manifiesto de una vez. El estar aprobando obras para que quemen lo limita a que, pues ya no pienses con mas alternativas en las cuales, aunque esté disperso, aunque esté muy grandota el área, aunque la estés operando como sea, puedes quemar.

Entonces yo desde mi punto de vista lo que he estado realizando yo en papel me dicen cinco alternativas que cuestan tanto, que aprovechas tanto, que es difícil, que no lo puedes hacer. Bueno, Petróleos Mexicano se hizo de ese CIEP para hacerse de ayuda de empresas que tuvieran o vinieran a hacer las cosas mejor. Entonces y si después va a migrar con unas condiciones contractuales se supone que más convenientes y dejar que sigan haciendo obras para quemar en lugar de aprovechar, con todas las condiciones químicas que pueda tener este gas, no me genera como pues tranquilidad de aprobar este tipo de programas de actividades para que se pongan a quemar.

Generaría un precedente. Entonces cuando venga otro y que en papel me muestre, porque insisto, no fui al campo a ver esas alternativas. No fui con las empresas que se dedican o que son especializadas en ese tipo de tecnología para ver que realmente es imposible por eso disperso y todo lo que nos explicas de que no se pueden hacer y que no son factibles. Y como nosotros tenemos en nuestros lineamientos de aprovechamiento de gas que si nos demuestran que económica y técnicamente no se puede pues los dejamos, a mí no me genera confianza, cuando hay otros países que lo único que ponen es cero quema y están en el mar de Norte. Y es trabajo del operador el que se pongan a ver qué es lo que tienen que hacer y lo logran. Y aquí estamos dejando, aunque sea pequeñito, mi tema es que dejas el precedente de que te vengan, te convenzan en papel y que se los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aprobemos y que todavía nosotros digamos sí, te apruebo una meta del 50%, 54%. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Bueno, obviamente también a mi me genera preocupación el aprobar un programa, aunque sea provisional, donde establecemos como meta de aprovechamiento el 52%, un 48% pues de quema, que no es venteo, pero es quema. Sin embargo, me quisiera reducir exclusivamente a ver la parte legal. ¿Sí?

En la resolución que nos están presentando se establece que el 98% es una meta, o sea, no es una obligación sino una meta. Y esa meta se analiza en base a las posibilidades técnicas y económicas viables para un área determinada. Entonces, yo entendería que lo que nos debíamos de concentrar, y si es necesario, pues el de tener la aprobación en este momento para efecto de analizar a mayor profundidad si efectivamente nos convence que los criterios de carácter técnico y económico son los suficientes como para poder verificar que la meta razonable para esta área sería de 52%. ¿Sí? Pues eso lo podríamos hacer. Pero de entrada yo lo que insisto en que el 98% es la meta, no es la obligatoriedad en todos los casos, por una parte.

Por otra parte, en caso de que nosotros emitiéramos un voto que mayoritariamente o por unanimidad aprobara el Programa de Aprovechamiento de Gas, no debemos de dejar por lado la parte de la verificación ambiental. Es decir, tendremos que dar notificación a la agencia correspondiente, en este caso a la ASEA, para efecto de que, si bien nosotros estamos analizando la parte técnica y económica, la viabilidad que es lo que nos toca a nosotros en materia de nuestra competencia derivada de los lineamientos, corresponderá a ellos analizar si con esas acciones de quema se cumplen o no las disposiciones aplicables en materia ambiental. ¿Sí? Entonces yo quería pues hacer esta diferenciación. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quisiera empezar comentando que no hay diferenciación, que los lineamientos aplican a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

todos igual y lo estamos haciendo en este caso. La regulación de quema y venteo, que fue la primera que emitió la CNH fue modificada con la Reforma Energética, ya tenemos una regulación de aprovechamiento de gas. En la primera teníamos cuestiones que tenían que ver con seguridad industrial y que ahora las ve la ASEA.

La regulación de alguna forma es un reflejo de lo que dice la Ley de Hidrocarburos y me voy a referir al factor de recuperación. Y se dice que los operadores tienen que maximizar el factor de recuperación – después dice el apellido – en condiciones económicamente viables. O sea, nosotros no podemos exigir a un operador que gaste más de lo que va a vender. Entonces precisamente la regulación de aprovechamiento de gas plantea que si no existen las condiciones económicamente viables o factibles técnicamente, no debemos exigirles. Porque finalmente si regresamos al sentido de socios, no quiere decir que estén haciendo mal las cosas, lo que estaríamos planteando es pérdida de valor.

Entonces bueno, el que en estas condiciones para Ébano se tenga un aprovechamiento menor que el 98% que tienen todos los yacimientos, no quiere decir que esto pueda un precedente para que todos los demás nos vengan y nos digan que pues de aquí en adelante como Ébano tiene este porcentaje de aprovechamiento pues que bajemos. Porque el resultado que traen yo no lo he visto antes, pero al parecer de las reuniones de trabajo que hemos tenido se fue a visitar al campo, hicimos algunas reuniones de trabajo en donde finalmente veíamos que cumplen con las condiciones.

Ahora, me quiero también sumar a los comentarios del Comisionado Franco en el sentido de que habrá que buscar todos los operadores pues si tienen un plan aprobado ya sea de aprovechamiento de gas o un Plan de Extracción, pues siempre ellos van a estar buscando el maximizar valor y más adelante posiblemente puedan ejecutar algunas acciones. Pero no están obligados ni los podemos obligar a que hagan cosas que vayan en contra del valor económico del proyecto.

Ahora, hay condiciones en el campo, y eso no podemos de ninguna forma soslayarlo, en el cual no podemos aprovechar el gas porque no hay las condiciones tanto geográficas como técnicas para poder succionar el gas con compresores porque están a muy baja presión y meterlos a las





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tuberías. Eso es mucho, muy caro. En Noruega efectivamente hay una regulación que habla del 0% de gas, pero recuerden Noruega es diferente a México. En Noruega tenemos pues una gran cantidad de la producción. No soy experto en Noruega ni me quiero plantear como experto en Noruega, pero ese es el mar, ¿no? Y de alguna forma hubo un planteamiento desde el inicio que eso tenía que ser así.

Y termino diciendo cuáles son los efectos al medio ambiente y yo soy pro medio ambiente, no quiero que se me caya a tildar que no me importa el medio ambiente. Pero finalmente el gas lo quemamos, ¿no? Lo quemamos en el campo o lo quemamos en las máquinas o lo quemamos en algún lugar para convertirlo en energía. Y lo que sí es muy importante es plantear el daño al medio ambiente cuando es venteo y cuando es quema, porque el venteo significa que los componentes de metano, etano, puedan liberarse en la atmósfera y eso contribuye a un daño mayor a la capa de ozono.

Cuando nosotros definimos una prohibición de venteo en los lineamientos, que finalmente es algo que también considera la ASEA, lo planteamos en el sentido de que el venteo es una acción que libera el gas directamente a la atmósfera. Y planteamos en nuestra regulación en la anterior y la nueva, y también así lo tiene la ASEA, de que el venteo solamente podría darse por una cuestión de emergencia. Nunca consideramos el venteo como una situación normal de operación que se da cuando el aceite se almacena en los tanques y que libera gas. Eso para nosotros nunca fue venteo, pero bueno, no está claro en los lineamientos y finalmente hay una interpretación ahí de lo que se quiera plantear. Y bueno, cuando digo que no lo consideramos es porque pues me tocó ser el ponente del tema y lo discutimos en muchas ocasiones. Y seguramente que creo que los únicos que estamos aquí presentes de todos esos lineamientos pues es la doctora Alma América y un servidor. Son mis comentarios.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Como Comisionados.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Como Comisionados, claro.  
Como Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, Comisionado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me da la impresión que tenemos una confusión entre el gas hidrocarburo que sale del pozo y que contiene CO<sub>2</sub> y nitrógeno y la parte de metano y etano y el aprovechamiento. El aprovechamiento solamente puede aplicar al metano y al etano. Yo no puedo aprovechar el nitrógeno ni puedo aprovechar el CO<sub>2</sub>. Entonces a la hora que yo estoy venteando, el caso, habría que ver qué estamos venteando realmente. Ustedes dicen que están produciendo 700 millones de pies cúbicos diarios, pero eso es de gas hidrocarburo. ¿Cuánto estamos produciendo de gas aprovechable, de gas natural? O sea, si me dicen ustedes que tiene muchísimo CO<sub>2</sub>, pues entonces los 700 no son aprovechables, son aprovechables en el porcentaje en que sean hidrocarburos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es 0.75 millones de pies cúbicos, 0.75.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- 0.75 por ahí vamos a suponer. Pero de eso cuánto es realmente lo que cae en la parte de aprovechable, porque si me dicen que tiene casi puro CO<sub>2</sub>, pues lo que estás venteando realmente es CO<sub>2</sub>, que no es aprovechable. Entonces los factores tenemos que, no sé, ponernos de acuerdo bien de cuáles son los números reales de lo que se está ventando y cuáles son los números reales de lo que estamos quemando. El CO<sub>2</sub> no lo puedes quemar, pues ya está oxidado totalmente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En término global tenemos los resultados: 30% de la fracción molar sería CO<sub>2</sub> y el 63.93% sería aproximadamente lo que sería metano.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando tú me dices que se va a aprovechar el 51%, ¿es 51% de qué? De los 750, 0.75 dijiste tú, o del 0.75 o del 0.75 por 0.63 que es lo aprovechable realmente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Exactamente sería del 0.63, porque también dentro de la infraestructura que se va a construir se va a quitar la remoción de CO<sub>2</sub>, se va a tener que quitar la parte de H<sub>2</sub>S antes de que se meta a la turbo maquinaria para generación eléctrica.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces ese 51% aplica para el metano, no aplica para todo lo que salió del pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para todo el gas hidrocarburo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Todo el gas hidrocarburo, ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Miren, lleva más de 100 años este campo produciendo, más de 100 años. Ahorita dicen 0.7 porque trae 7,000 barriles, pero hubo un tiempo que trajo 14,000 y esperamos que con el contrato traiga más. Son 108 pozos produciendo de más de 1,000 que perforaron. Tienen un área supergigante para poder, ya nos la compararon con el Distrito Federal o con la Ciudad de México. O sea, hay muchas cosas ahí adelante. Mi tema es que, si no es si en el mar, en tierra, es decirles, "oye maestro, no puedes estar quemando, no puedes estar venteando, no te voy a aprobar obras para quemar. Tienes que pensar ingenierilmente, técnicamente, cómo lo podemos aprovechar". Ese es mi tema.

O sea, no es lo que quiero obligar. No, no los voy a obligar, pero también me voy a poner a pensar entonces para qué estamos aquí. ¿Qué sí le podemos obligar? Yo nada más me estoy yendo al 44 de la ley y lo que estoy diciendo es que, aunque se haya ido al campo para ver cómo estaban dispersas las instalaciones, no se vio en el campo todas las alternativas técnicas que ellos nos presentan para decir: "Pues mira, esto es todo lo que tecnológicamente existe. Ya fuimos al campo y técnicamente y económicamente no es factible". Solamente está en papel. Yo lo que trato es de empujar que si después de 100 años de explotación, si hace unos años metimos a un operador nuevo para que nos ayude como socios en que se hagan mejor las cosas, pues que tenemos que no sé si obligarlos o convencerlos de que sigan analizando y no yo aquí poner sí te apruebo inversiones para que quemes casi la mitad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más yo quisiera, o sea, yo apoyo más que nada lo que está diciendo el Comisionado



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Franco. Sin embargo, hay que recordar en realidad esto ha sido todo un proceso. No fue de casualidad que en este caso, bueno, el operador haya dado en dos días después de una resolución que se dio negativo haya dado una propuesta de un nuevo programa. En realidad no fue casualidad, es de que se venía trabajando con él en el sentido de que pues fue negativo su primer programa que presentó. Y fue negativo precisamente porque la propuesta era de venteo. Era de venteo y pues no podía ventear, aunque se haya hecho por 104, ciento y tantos años, más de 100 años. ¿No?

Entonces el asunto es de que la propuesta era tienes que cumplir el 98% de aprovechamiento en un inicio y la verdad es de que ese 98% la única manera de cumplimiento era cerrando pozos y bajando producción. Entonces aquí es donde tenemos que pensar y tener la balanza en el sentido de que después se vuelve inviable económicamente. ¿Sí? Entonces aquí es volvemos con esa balanza de ser socios, o sea, ser la parte, si vamos a ser esa parte operativa de maximizar el valor para el Estado en cuanto mayor producción, etc., en un área o ser rigurosos en la parte regulatoria. Y yo también comparto la idea con el doctor Néstor de que es maximizar también el valor del aprovechamiento, no necesariamente llegar a un valor, o sea, determinado. ¿No? Entonces aquí es maximizar el valor del aprovechamiento.

Entonces esta parte de estar trabajando con el operador se vio que la parte de viabilidad económica con la parte de cumplir con una meta lógica era llegar a un cierto porcentaje de aprovechamiento en un plazo determinado, ¿no? No es tampoco casualidad de que primero se presente el PAGNA y después se presente el Plan Provisional que es para dar continuidad operativa en esta posible migración que se haga. ¿No? Entonces el punto aquí es esto es hacer viable el proyecto cuando menos los próximos 2-3 años. Seguramente si se quiere desarrollar de otra manera el campo para los próximos años y aumentar todavía más la producción, etc., se va a tener que exigir que no se ventee. O sea, sí, revisar y aumentar a lo mejor el porcentaje de aprovechamiento. Sin embargo, ahorita no podemos decir porque pues no tenemos el plan a futuro, ¿no?

Entonces, digo, tenemos que hacer una balanza en cuanto a la cachucha que traemos de regulador y la cachucha que traemos en cuanto a esta parte de sociedad con los operadores y maximizar un valor en esta área y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ahorita apenas estamos revisando el PAGNA. Otra vez lo vuelvo a repetir, ¿no? Pero, digo, ese es un punto que estuvimos y no es casualidad de que en un día se haya dicho no se aprueba y a los 2-3 días hayan presentado ellos un programa. Quiere decir que sí se había trabajado, sí se visitó, sí se revisaron la parte económica y etc. Pero pues yo lo dejo para ustedes. Por favor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo insisto en que, y voy a dar un antecedente antes de poder a repetir, que estamos cumpliendo con los lineamientos y los lineamientos fueron desarrollado con base a las mejores prácticas internacionales. Si bien hay países que exigen el 100%, hay muchos otros que no lo hacen y hay otros en Estados Unidos por ejemplo en algunos lugares, no voy a decir números, pero son valores mucho menores. O sea, lo que quiero dejar claro es que nuestra regulación no es una regulación laxa, es una regulación que finalmente al llegar al 98% se sitúa entre todas las regulaciones a nivel mundial entre una de las más estrictas. Lo que estamos aquí revisando para el caso de Ébano es un caso especial, como todos van a ser igual, son casos especiales. Con la primera regulación lo que veíamos es un solo operador que era Pemex y veíamos todas las asignaciones y lo veíamos en una forma global. Ahora hemos ido modificando nuestros lineamientos y vamos a ver caso por caso y un caso no tiene que afectar la decisión de algún otro. Todo va a depender de cómo estén presentando pues sus planes y efectivamente creo que hay áreas de mejora, pero tal y como tenemos la regulación ahora la estamos aplicando y me imagino que el planteamiento final es de que está cumpliendo la regulación.

Y es lo que debemos de tener mucho cuidado que con todos los operadores veamos estas cantidades. Hace rato, perdón, yo interrumpía cuando el Comisionado Moreira estaba planteando el número y son menos de un millón de pie cúbico. O sea, sí es una gran cantidad de gas, pero tampoco es las cantidades que traíamos en Ku-Maloob-Zaap, no son comparables. Y una buena parte creo que es que pues vienen con muchos gases que no son hidrocarburos como el CO<sub>2</sub>, como el nitrógeno, que finalmente no son posibles de poder utilizarse porque se gastaría mucho primero en separar el nitrógeno, el CO<sub>2</sub>, para después quemar el gas. Pero las tecnologías van avanzando.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En el año 92 General Electric traía algunos generadores eléctricos que podrían utilizar gas con un porcentaje del 10%. Seguramente ahora este ya puede ser 30% y seguramente en el futuro va a haber otras tecnologías que van a permitir aprovechar gas que ahora no lo estamos haciendo. Por eso decía me sumo al comentario del Comisionado Franco de que hay que estar revisándolo y hay que estar viendo que cada vez haya un mayor valor, una agregación de valor económico mayor hacia el proyecto.

Ahora, hace rato se comentó es que el proyecto es viable. Los proyectos siempre son viables en el petróleo, pero generalmente lo que hacemos es perder valor del total del proyecto y eso es algo que nosotros en la CNH tenemos que cuidar en la parte regulatoria. Y me estoy refiriendo a la parte regulatoria, no me estoy refiriendo a la parte de socio. Pero al final van vinculadas, porque si hacemos que se cumplan los lineamientos, pues finalmente también hacemos que se maximice el valor, que eso es algo que nos conviene como Estado. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias doctora. Bueno, creo que nos ha quedado claro que el 98% es una meta exclusivamente y lo que está en discusión es si lo que nos están presentando aquí este escenario de 52% de aprovechamiento es el correcto desde el punto de vista de que es económicamente viable. Me parece que en esta parte es en lo que todavía existe duda, por lo menos así lo escucho el Comisionado Franco y también me lo ha generado a mí a raíz del planteamiento. Entonces yo lo que propongo, le propongo al Órgano de Gobierno, es que volvamos a revisar el programa en reuniones donde podamos ver de forma más detallada el proyecto para que todos estemos convencidos de que ese 52% es el económicamente viable. Ya lo hizo el área técnica y yo confío en el área técnica, pero no solamente hay que confiar, sino que también hay que comprender a cabalidad lo que está proponiendo y analizando. Por una parte, lo que está proponiendo el asignatario ahora que será el contratista y lo que está analizando nuestras áreas técnicas. Esa es mi postura al respecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver, yo en el tema de solamente ceñirlos a lo estrictamente regulatorio. Ya lo decía el Comisionado Acosta, el 98% es una meta, y lo decía también el doctor Martínez. Estamos dentro de los parámetros que establece nuestra regulación. Y yo quisiera leerles muy rápidamente el artículo 15 de nuestros lineamientos que dice lo siguiente:

“Del ajuste de la meta de aprovechamiento del gas natural asociado. En caso de que por las condiciones propias de los campos o yacimientos tanto convencionales como no convencionales o para la etapa de exploración como de extracción no sea económicamente viable alcanzar la meta referida en el artículo anterior dentro de los tres años siguientes, el operador petrolero podrá proponer a la Comisión un periodo de ajuste mayor al que se refiere el inciso a de la fracción 2 del artículo 14 o bien un porcentaje de aprovechamiento de gas natural asociado diferente para el área contractual o asignación. Para ello, el operador petrolero deberá entregar a través del formato la información descrita en el párrafo anterior y de conformidad con el artículo 15 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. La meta que proponga el operador podrá ser ajustada por la Comisión como resultado de su proceso de revisión. Lo anterior, tomando como base la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables y maximizando el factor de recuperación del yacimiento a largo plazo. Dicha evaluación la realizará la Comisión dentro del proceso de aprobación o modificación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”.

Y entonces yo lo único que quisiera decir es que en efecto hablar de un 52% o 51% en vez del 98%, que es la meta que trae nuestros lineamientos, de entrada, parecería o no parecería, creo que es una cifra que a nadie nos gusta. Pero si bien a nadie nos gusta, por otro lado, estamos dentro de un supuesto normativo que prevé nuestra regulación en la que si se dan las condiciones que yo acabo de leer, pues honestamente creo que en el ámbito de nuestras atribuciones estaría aprobar este porcentaje mucho menor al previsto en la propia regulación del 98%.

Y creo también muy importante destacar que en términos de la resolución que estaríamos quizá, estaríamos o no votando, lo que estamos haciendo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

es darle vista a la ASEA, que es la autoridad competente por lo que hace al venteo. Yo creo que es un tema nada más como de distinguir atribuciones. Yo estaría por pronunciarnos el día de hoy en respecto del tema porque además el análisis económico pues ya lo hizo el área técnica. Es decir, un poco nada más para reaccionar a la postura del Comisionado Acosta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tenemos a varias personas. El abogado Gamboa, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada y complementar un poco lo que mencionaba en su intervención anterior el Comisionado Sergio y el Comisionado Acosta. Otro de los requisitos que establecen los lineamientos en su artículo 12 son los temas que se deben de evaluar como parte de las alternativas propuestas por el operador petrolero, en este caso Petróleos Mexicanos, lo cual ya se ha destacado en la presentación y que se encuentran tanto en el dictamen como en la resolución.

Destaco tres que es la composición del gas que ya mencionamos que por el tipo de gas que se está generando pues no es posible el aprovechamiento. El volumen y la cercanía, que es muy importante, la cercanía entre el punto de extracción y las instalaciones en las que se puede llevar el procesamiento del gas. Igualmente, este análisis se llevó a cabo en la resolución. En cuanto al tema del análisis técnico-económico, estas son tres de los grandes rubros que se deberían de estar evaluando.

Otro tema es justamente el análisis económico y la reducción de meta, que ya no quisiera entrar porque ya lo hemos platicado, pero es justamente la posibilidad que abren nuestros lineamientos y es lo que tendríamos que estar ahorita tomando en consideración porque en cuanto al tema legal, no un tema económico o técnico, Petróleos Mexicanos parece que está dando cumplimiento al tema de los Lineamientos de Aprovechamiento de Gas. Es cuestión de que el análisis técnico pues ya se hizo y parece ser que también es viable.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Jefe de Unidad, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Tomo nota y mucho, con mucho cuidado de los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

comentarios que se están vertiendo y de algunas acciones que se tienen previstas, que se hicieron y que se van a realizar. Yo quiero nada más dejar muy claro que cuando tenemos una responsabilidad de presentar un trabajo, un proyecto, en este caso un programa de aprovechamiento, es todo un equipo detrás que no solamente es técnico y que también en mucho de estos casos tienen la opinión ya previa de ustedes y se han atendido cualquier recomendación, incluso la de ir a visitar las instalaciones. No sé si puedes poner la imagen donde está Escudo Nacional o Flores.

Pero lo que quiero transmitir es lo siguiente y voy a partir del último comentario que hizo el Comisionado Franco. Son más de 100 años de estar produciendo, así han venido operando. Cuando desechamos o negamos 13 asignaciones, esta, y que son las que están venteando hoy día y eso no está previsto en nuestra regulación, o sea, tenemos que pronunciar sobre un aprovechamiento de gas y estamos siendo cuidadosos de nuestros lineamientos. Pero el venteo es algo que ni siquiera lo tenemos previsto, entonces son 13 las que se negaron por esa causa. Y esta es la que tiene la mayor producción de hidrocarburos, es el 50% de esta. Y yo lo que les traigo a la mesa es la certeza de que no estoy trayendo infraestructura para quema de gas como menciona el Comisionado Franco, estoy trayendo infraestructura para dejar de ventear. Es difícil que después de 100 años de un día para otro digamos mañana ya no venteas.

La propuesta de 9 meses ese sí es un cuestionamiento que hemos hecho, es bastante retador porque hay que crear plantas, hay que crear toda la infraestructura, hay que dar continuidad operativa, hay que hacer unas situaciones. O sea, es construcción en paralelo en todos estos puntos para ponerlos los 14 puntos de medición incluso en las estaciones de recolección y venteo. Entonces, perdón, de recolección y bombeo. No estoy trayendo infraestructura para quemar, estoy trayendo infraestructura para dejar de ventear en un plazo bastante retador y las evaluaciones económicas que fueron analizadas del estudio que se realizó en el 2017 fueron analizadas. Tienen la oportunidad en sus manos el parar el venteo, que es una situación muy delicada y muy contaminante y sobre la que en primera instancia me pronuncie.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La siguiente parte, que es si la meta es 52%, que se podrá ir aumentando, que viene un Plan Provisional, será la siguiente etapa. En este momento tienen la oportunidad de detener el venteo de una de las asignaciones que tiene la más alta producción. Si por una cuestión de continuar tomando análisis, que ya hicimos y que seguramente los vamos a ratificar en el tiempo que sea, siguen permitiendo la quema y venteo, lo asumiremos. Pero quiero que quede muy claro, nosotros venimos convencidos del proyecto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pueden ir a la lámina donde están las alternativas que proponen? ¿Cuál es la alternativa que están proponiendo? ¿Qué van a instalar? ¿Cuánto cuesta lo que van a instalar? ¿En cuánto tiempo se va a llevar a cabo? ¿Quién lo va a hacer? ¿Cómo está el proceso licitatorio para hacer todo eso? ¿Cuánto cuesta? ¿Quién validó los costos? ¿Quién vio la rentabilidad? ¿Y donde está la componente verde dentro de la rentabilidad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La componente verde es dejar de ventear, el costo del proyecto son 259 millones, se tiene previsto ingeniería conceptual de detalle, el estudio técnico que ya se realizó, construir separación bifásica, compresiones, adecuaciones, una planta de tratamiento para el gas, una planta de energía eléctrica precisamente para alimentar Las Flores, poner válvulas de presión y vacío en todos los tanques, la construcción de 6.3 km de ductos y construir un sistema de quema controlada.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Esa es la única alternativa?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, esa es la seleccionada.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y de las otras cómo está?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Son diferentes alternativas en cuando a la distribución tomando en cuenta diferentes ramales y los costos de las alternativas que se presentaron obviamente daban rentabilidades negativas. Entonces lo

Handwritten marks and signatures at the bottom right of the page.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

que se hizo fue analizar precisamente el tema de lineamientos que si era viable mantener o soportar este 52% y no nos estamos apartando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Quién validó esos costos? O sea, quiero ser un poco incisivo en ese tema. Todo está en papel. Todo está en papel y le tenemos que creer. Está bien, le creemos, pero todo está en papel. De todas esas alternativas, yo también ahorita te hago una evaluación económica, le pongo tiempos, le pongo costos y te convenzo de que no es rentable y también te digo que técnicamente no es factible algo porque están muy separados, que porque volumen, que porque el CO<sub>2</sub> y te empiezo a dar muchas alternativas del cómo no. Yo lo que quiero buscar son alternativas del cómo sí puedo dejar de quemar, porque lo que insisto las obras que están aquí son para quemar la mitad del gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si quieres terminamos y yo propondría, no sé Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Si, bueno, yo lo que quería comentar es las reuniones que se llevaron a cabo, las reuniones de trabajo que se llevaron a cabo durante el proceso de aprobación o de rechazo de los Programas de Aprovechamiento de Gas incluyeron el análisis técnico que presentaron las áreas técnicas que implicaron incluso la visita a los campos para verificar las instalaciones y el estado en el que se encontraban para que la misma área técnica pudiera traer – ¿cómo le llaman? El modelo operativo – la filosofía de operación que fue solicitada por los propios Comisionados que permitían que tanto el área técnica como los Comisionados estuvieran convencidos de que la opción propuesta por la empresa fuera la mejor opción para precisamente dejar de ventear.

Como señalaba la doctora Alma América, el primer programa de aprovechamiento no preveía ningún tipo de aprovechamiento y preveía mantener el venteo porque así lo habían venido haciendo 100 años. ¿No? Lo que se hizo fue trabajar con Petróleos Mexicanos en materia del Programa de Aprovechamiento de Gas y también trabajamos en conjunto con el contratista del CIEP para efectos del Programa Provisional que se estarían comprometiendo, en el que la primera versión del Plan Provisional presentado a la Comisión cuando fue iniciado el trámite de migración preveía cero aprovechamiento y preveía continuar con el venteo porque



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pues ellos así habían venido haciendo las cosas. El trabajo que se hizo en la Comisión fue reunión tras reunión y documentación tras documentación más visita. Fue ir recorriendo el cronograma de cumplimiento para dejar de ventear y el escenario que mejor salió en el global, no solamente en cuanto al aprovechamiento de gas, sino a la rentabilidad del proyecto y la producción esperada hacia el futuro, fue el dejar de ventear en 9 meses.

O sea, digamos en relación con lo que comentaba el Comisionado Acosta. Las reuniones de trabajo del equipo se llevaron a cabo, las reuniones de trabajo con los Comisionados se llevaron a cabo, se presentaron ante algunos de ellos, no estoy seguro que fueran todos, pero se presentó la filosofía de operación y se demostró técnicamente. A lo mejor algunos en este momento tienen dudas, pero en esa reunión de trabajo se demostró técnicamente la viabilidad de esta opción de dejar de ventear en 9 meses. Por ello yo digo, insisto, creo que es un tema analizado. Creo que a lo mejor vale la pena que el Director General de Dictámenes de Extracción, que pensando en que ya habíamos tenido diversas reuniones de trabajo, a lo mejor obvió algún tipo de explicación. A mi me gustaría sí pedirle que a lo mejor empezara desde el principio para dar las bases técnicas de lo que se analizó en su momento y que ahorita estábamos presentando a manera de conclusión.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Les voy a mostrar lo que se hizo en la visita de campo de cómo estuvimos analizando por dos partes. Una lo que se vio condiciones netamente cuando se visitó el campo Ébano, de lo cual me voy a o lo que ya está proyectando en pantalla es que corroboramos en el histograma cómo se tenía la distribución de la producción por pozo, donde podíamos ver que el grueso de la producción estaba concentrado en la parte norte. Entonces, en lo que sale el puntero, en la parte norte estamos viendo que tiene el 50% de la producción. Este 50% de la producción está comprendida entre dos estaciones – Las Flores y Escudo Nacional – en las cuales por el volumen que se tiene de producción es donde se estaría aprovechando ese gas en la generación eléctrica. Lo que se puede ver en los demás puntos o en las bolas que están coloreadas de verde con rojo es la distribución de la producción que se tiene en los demás puntos o en los demás pozos dentro del área. Podemos ver que tienes una distribución





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dispersa y que lo mandata también las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas.

Si podemos regresar en la manera general, quitar el zoom, podemos ver aquí también cómo se hace la distribución de la producción por pozo. Podemos ver que el grueso de la producción del campo proviene de pozos que tienen entre 20 y 10 barriles. ¿Eso cómo se distribuye? Pocos pozos son los que tienen más de 100 barriles. Entonces si empezamos a ver que queremos captar el gas a nivel de pozo, es complejo. Después que se hizo y se hizo también infraestructura cuando se tuvo el CIEP, antes del CIEP no se tenía la construcción de la infraestructura para la recolección a través de los múltiples. Al amparo del CIEP se hizo esta recolección por múltiples, los cuales desencadenó en un bombeo multifásico hasta las estaciones de recolección que se tenían y bombeo. Si podemos dar a la que sigue por favor.

Aquí ya es parte de lo que se estuvo explicando de la filosofía de operación que se visitó también en campo y que se vio la analogía y se hizo sobrevuelo también para conocer cuál es la complejidad y a nivel de tierra. Si le puedes dar por favor un clic. Podíamos ver que se tienen estas estaciones de recolección y bombeo, nada más dale clic porque está animada. No, no, no. Quita el zoom y dale clic por favor. Entonces podíamos ver cómo están confluyendo todas las líneas hasta las estaciones de recolección. Podemos ver que las mayores productoras son Escudo Nacional y las Flores. Dale clic por favor. Y podemos ver que en Escudo Nacional y Las Flores se mandaba de forma multifásica, perdón, se manda ya nada más por un oleoducto hacia la CAB Cacalilao. Asimismo, parte de esta producción se estaba mandando a través de carro tanque, ¿a dónde? Se podría hasta la Batería 2 Constituciones. O sea, en campo se vio toda la filosofía de operación que se tenía y la distribución. Si le puedes dar por favor otro clic.

Así mismo, en la CAB Cacalilao por el volumen y porque aquí convergen lo de tres asignaciones, se está mandando por dos formas, una vía ducto de 12 pulgada y la otra es a través de un carro tanque, que esto llega hacia Ciudad Madero. Puedes darle clic por favor. ¿Entonces ahora qué pasa? Ya vimos también aquí que por la complejidad es un crudo que va entre 10 y a 14 grados API y aquí convergen pues corrientes de Pánuco, Ébano, Tamaulipas y Arenque. Si puedes darle clic por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ahora, ya esto se expuso, no voy a entrar a todo el detalle, pero estamos viendo que en la parte de Escudo Nacional donde se está pretendiendo hacer la construcción de la infraestructura se vio de forma general cómo estaría la distribución. Donde aquí estoy apuntando en pantalla serían los múltiples de recolección. Después de estos múltiples de recolección donde se tienen, se estarían derivando hacia un separador. De ese separador se estaría removiendo lo que es CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y posteriormente se estaría generando la electricidad. Y se estaría generando la electricidad, si le das otro clic por favor.

Bueno, esta es la Estación de Recolección y Bombeo Escudo Nacional en la vista de área donde estamos viendo toda la infraestructura, los tanques de almacenamiento los estábamos viéndolos anteriormente. Pero eso es... bueno. Aquí estamos en Las Flores. En las Flores es el mismo concepto que tenemos en Escudo Nacional donde también se visitó y se puede ver en pantalla que están los múltiples de recolección. A partir de estos múltiples, en esta estación es donde se estaría generando la electricidad posterior a la remoción de lo que les dije CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y se vio a nivel de campo. Y aquí estaría, y aquí actualmente está el 50% de la producción, lo demás está disperso en las diferentes estaciones. Adelante por favor.

Y Esta es una visión general de cómo está la estación de recolección y bombeo donde podemos ver que al día vienen los múltiples. De los múltiples, vienen subiendo de forma individual aquí algunos hacia los tanques. Aquí es donde está almacenamiento. Aquí anteriormente se tenían T's de venteo. Estas T's de venteo pues eran simplemente, si lo queremos burdamente, un tubo que tiene dos salidas y que estaba venteando de forma continua. Ahora lo que está haciendo es que se tienen unidades de presión, de válvulas de presión vacío aquí. ¿Y cómo es esto? Una vez que se represione el hidrocarburo gaseoso dentro del tanque, genera una presión tal cual que esta charnela de las válvulas de presión vacío de abre y desfoga ese venteo. O sea, es un venteo paulatino si lo queremos ver, no es continuo todo el tiempo. O sea, está ciertamente cada vez que se represiona desfoga y se desfoga por cuestiones también de seguridad. ¿Por qué? Para que no se descalce el techo del tanque. Si puedes darle a la que sigue por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Aquí estamos viendo ya donde se recolecta toda la producción general. Esta es la Estación de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao. Podemos ver aquí que esto es donde están los tanques de almacenamiento y aquí confluyen de diferentes asignaciones. La que sigue por favor. Esto es en términos también de como se hizo la visualización de forma aérea. La que sigue.

Podemos ver aquí que algunas de las mejoras que hicieron durante el CIEP y cómo se trabajó fue la instalación de estas válvulas que es lo que comentaba. Estas son las que hacen que el venteo una vez que se represiona el tanque, la fase gaseosa, se libera y se tiene que volver a acumular un volumen tal que después se vuelva a abrir. Entonces esto es paulatino, cada vez que se represiona esta válvula está liberando. No es de forma continua como se tenía anteriormente en las T's de venteo. Es una de las mejoras que se vio a través de esta visita. Ahora bien, el hidrocarburo que se está teniendo aquí después de su almacenamiento tiene que estar en un tiempo más o menos de residencia entre 72 horas. ¿Para qué? Porque dada la viscosidad que tiene se libera este gas, no se está liberando de forma continua. Si podemos dar a la que sigue por favor. La anterior, la anterior, la anterior.

Aquí por ejemplo estamos viendo, si le puedes dar ese es un video que se tomó de la visita donde podemos ver la calidad del hidrocarburo y cómo está fluyendo ese hidrocarburo, la alta viscosidad y cómo es que este hidrocarburo también fluye a través de tubería a manera de bache. Alguna de estas podemos ver aquí. Podemos ver en pantalla que el flujo es intermitente y trae liberación de gas paulatina y podemos ver también la viscosidad. Eso se vio a boca de pozo. ¿Por qué? Porque posterior de boca de pozo también para que fluya se tiene que meter lo que es mejorador de flujo. Si no se tiene mejorador de flujo por la viscosidad es bastante complejo llevarlo a través del ducto. Entonces también ver una separación a nivel de boca de pozo es complejo porque se le quita movilidad a este hidrocarburo. Cuando se lleva ya a los tanques también pues tendríamos que estar pensando cuál es el tiempo de residencia que se tiene para que se pudiera hacer estas separaciones. Podemos ver aquí que es medianamente una pasta de dientes como estamos viendo aquí al final también que depende de las condiciones ambientales. También es una condición que le afecta. Si es medio día, fluye medianamente bien el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hidrocarburo. Si es la noche, 2-3 de la mañana, ya deja de fluir. O sea, se vio toda esta parte de cuál es la complejidad técnica que mandatan las disposiciones. Si podemos dar a la que sigue por favor.

Ya me voy a ir rápido. Ahora bien, se tienen también identificados algunos pozos, en este caso son ocho, que fluyen a boca de tanque, pero fluyen a boca de tanque que no se pudieran poner una línea que confluye a los múltiples de recolección porque tienen un problema mecánico y están próximos, se está valorando por parte de Pemex si se van a cerrar o qué van a hacer con ellos, si se va a remediar. Podemos ver aquí en pantalla que esto es lo que usualmente se tenía anterior del CIEP. Se tenía el pozo, la línea y confluía a un tanque. Esto es lo que llamamos un tanque a boca de pozo, donde el venteo se estaba dando aquí. Esto se evitó, se hicieron a través de múltiples de recolección y ahora se llevan a las estaciones de recolección y bombeo. En las estaciones de recolección y bombeo se están tomando, en los tanques generales pusieron las unidades de presión vacío. La que sigue por favor.

Aquí solamente me voy a parar, que es en cuestión del mejorador de flujo, no va a tener mayor tema. Solamente, si no se pone ese mejorador de flujo se incrementa la complejidad para que pueda fluir a través del ducto este de hidrocarburo. La que sigue. La que sigue por favor, también en las estaciones se tiene que poner.

Esto es lo que estaría proponiendo para el aprovechamiento de gas. Se tiene Escudo Nacional y Las Flores, de los cuales se van a tener separadores. Se tendrían aquí la remoción en los separadores, posterior a los separadores de CO<sub>2</sub> se tendría una planta de rocío y se tendría la generación de potencia. Esta generación de potencia sería para esta generación eléctrica y se estaría haciendo para el consumo de estas estaciones. La que sigue por favor.

Este es el estudio que se hizo en 2017. En 2017 es lo que estuvo haciendo en noviembre y donde está basado lo que está presentando al día de hoy Pemex donde se tienen los diferentes ramales y dónde estaría quemando y dónde se estaría aprovechando. La que sigue por favor. Bueno, aquí se tiene cuáles son los proyectos y las etapas. Ya las vimos anteriormente, ya no voy a entrar a detalle porque eso converge y esto es lo que se vio a nivel de la visita de verificación.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Terminamos la exposición nada más y yo propondría, y a consideración de lo que digan la mayoría, si lo llevamos a votación. De esto depende los siguientes dos puntos. ¿No? Si no, tendremos que pararlo. ¿Sí?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, de acuerdo. Yo nada más quisiera hacer una acotación a la propuesta que hice. A ver, yo decía que ya está claro que 98% es una meta, que no hay obligación cuando se demuestra que hay elementos económicos que harían inviable el proyecto. ¿Sí? Yo pedí que aplazáramos para tener una reunión especial para ver a más detalle. Sin embargo, como abogado, después de ver esto, la verdad es que yo no tendría mayores elementos técnicos para decir si es correcto o no es correcto porque pues por mi especialidad pues yo estaría confiando en lo que se nos está plasmando en la resolución, donde dice: "Derivado del análisis técnico-económico se determinó la meta del 52% de aprovechamiento, que es el único escenario propuesto por PEP en el cual es económicamente viable ejecutar las actividades de extracción en el área de la asignación con un valor presente neto positivo".

Es decir, yo con mi especialidad estoy entendiendo y dando el voto de confianza de que eso que nos están poniendo en el dictamen, como lo dijo el Titular de la Unidad, pues es derivado de un análisis concienzudo, profundo, que se realizó en el área. Entonces, en razón de que la parte legal que sí es mi especialidad la tengo clara, pues yo retiraría mi propuesta de aplazar la discusión y atendería a esta recomendación que nos está haciendo el área del dictamen y en la resolución.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Por favor jefe de Unidad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Como mencionaba, el cronograma muestra las siete acciones para alcanzar la meta de aprovechamiento de gas y con ello evitar el venteo. Incluye la ingeniería conceptual básica y de detalle, construir el sistema de separación bifásica para la medición que mencionábamos que en este momento de los datos que nos han estado reportando es probabilística y ahora ya se va a instalar la separación bifásica, construir la planta de tratamiento de gas y la de energía eléctrica – esto en la estación Las Flores –, adecuar los tanques y proveer válvulas de presión de vacío, la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

construcción de 6 km de ducto y el sistema de quema controlada. La inversión total es de 259.6 millones de pesos. Adelante.

Una vez verificado lo anterior, bueno, también es parte de las obligaciones lo de la RGA que es del orden de los 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y de acuerdo al cumplimiento que se debe de verificar en los PAGNA se da atención a los artículos en cuanto... Los artículos están en la parte de abajo de lo que está escrito en cada uno de los renglones, pero básicamente es procurar el aprovechamiento de gas, aprovechar el gas mediante el autoconsumo en este caso sobre generación eléctrica, de presentar el análisis técnico-económico de cada una de las alternativas estudiadas, la máxima relación gas-aceite, la meta de aprovechamiento de gas de acuerdo a las actividades de extracción, el porcentaje de aprovechamiento de gas natural asociado y el contenido del programa de aprovechamiento. Eso sería el resumen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. No sé si haya algún otro comentario. ¿No? Le pediría a la Secretaria Ejecutiva si nos hace el favor leer la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Gaspar Franco Hernández, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.44.001/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

### **ACUERDO CNH.E.44.001/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III y 39 fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 43,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

fracción I, inciso i) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

Para el desahogo de los puntos 2 y 3 del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva propuso que su presentación se realizara de forma conjunta y al término de la misma, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada punto.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

**II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.**

**II.3 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-0391-M-Ébano, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto 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.- Queremos presentar el dictamen precisamente ligado a lo que acabamos de ver del dictamen del Plan Provisional y los puntos de medición de esta área. Y quizá yo iba a leer un poco de antecedentes que ya se han más que vistos, pero sí vale la pena decir que esto desde el 2012 PEP y DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. firmaron un contrato, un CIEP. En 2014 la Secretaría de Energía otorgó a PEP la asignación A-0391-Ébano, misma que en 2015 fue modificada para convertirse en una asignación de exploración y extracción.

Esta asignación contiene varios campos como Ébano, que es al que nos hemos referido, pero también contiene otros tres campos, entre ellos es Cacalilao, Limón y Corcovado. Ya dijimos que tiene una producción que data más de 10 años. Son carbonatos naturalmente fracturados, es aceite negro y gas asociado y tienen densidades de 8 a 14 grados API. El día de hoy, como parte del proceso de migración de la asignación de un Contrato de Exploración y Extracción se somete a aprobación de este Órgano de Gobierno el Plan Provisional y dos puntos de medición provisional.

Dentro de este Plan Provisional, bueno, es para garantizar la continuidad operativa de esta asignación que es por un periodo de 12 meses. Y también está involucrado, para que de una vez sepamos, el cumplimiento del PAGNA porque por eso era tan importante primero conocer lo que se tenía en este primer punto del Orden del Día, así como los puntos de medición provisionales para esta asignación. Le paso la palabra al maestro León Daniel Mena, para que si nos hace el favor de hacer una presentación sucinta como la pasada.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No Comisionado, por favor pregunte y cuestione. La verdad es que eso enriquece las sesiones. Muchas gracias por la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

introducción. Presento entonces de corrido Plan Provisional y puntos de medición provisional de la asignación Ébano.

Diferente de lo que ya se mencionó en la sesión anterior y con la introducción que presenta la Comisionada Alma América, solo quisiera complementar que los campos del área son Ébano, Corcovado, ¿me permites el señalador? Gracias. Ébano, Corcovado, Limón y Cacalilao, que no existe restricción en la profundidad a excepción de aquellos plays de recursos no convencionales. Estamos hablando de yacimientos del Cretácico Superior San Felipe y Agua Nueva. Recordemos que es un aceite pesado de 10 a 13 grados API y que están actualmente produciendo a través de 188 pozos productores.

El objetivo del Plan Provisional precisamente es garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción de la actual asignación y las principales actividades incluyen obviamente los servicios y personal, el mantenimiento de equipos e instalaciones – esto es a lo que me refería cuando se tiene que mantener la continuidad no sólo de los pozos, sino también de sus ductos, la revisión del sistema artificial –, la renta de equipos y mejoradores de flujo, los estudios y servicios de seguridad, todo el tema de permisos, la adecuación de las instalaciones para el aprovechamiento de gas – este es el proyecto de 9 meses que hemos estado comentando –, la integridad de los ductos es importante durante todo este proceso se tiene que rehabilitar o dar mantenimiento, y estudios de potencial productor y PVT.

Los pronósticos de producción para este plan provisional de 12 meses consideran este perfil de producción. Recordemos que estamos del orden de los 7,000 barriles y se mantendrían cerrando del orden de los 6,000 en ese momento con un volumen acumulado de 2.4 millones de barriles. Y en lo correspondiente al pronóstico de producción de gas, de igual manera iniciaríamos en el 1.4 ya tomando la medición bifásica y cerraríamos del orden de 1.3 al término de los 12 meses. La producción de gas acumulada, el volumen de gas acumulado sería del orden de los 482 millones de pies cúbicos.

Con respecto al aprovechamiento de gas, este es el esquema en el que la línea morada representa el venteo, del lado derecho están los porcentajes. Al noveno mes o al décimo mes, este venteo se iría a cero y se quedaría la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

quemado del orden, en esta primera etapa como es mensual sería un aprovechamiento del 51%, la quemada del 49% y el venteo 0%.

Las inversiones y gastos de operación para el Plan Provisional son del orden de los 51,334,264. Las inversiones más fuertes se encuentran precisamente en el proyecto, que es la construcción de las instalaciones y la operación de instalaciones de producción. Repito, el 80% de la producción de estas áreas viene del sistema artificial de bombas de cavidades progresivas. Entonces es un sistema que requiere mucha supervisión que hay que estar verificando constantemente. Y el otro 20% es bombeo mecánico y bombeo neumático. Es por ello que este monto es de los más altos en la propuesta y ahí está la distribución en porcentajes de lo que son las inversiones y gastos de operación.

El plan contiene, resultado del análisis técnico, metas físicas, inversiones y gastos relacionados con darle continuidad operativa y de producción a la asignación. Sin embargo, se recomienda el evaluar el autoconsumo de nuevos sectores del campo para la conservación, uso de gas en sistemas artificiales de producción. También recomendamos evaluar la factibilidad de implementar procesos de recuperación secundaria y mejorada, dado que como se comentó este tiene una historia de más de 100 años de producción y el factor de recuperación a la fecha pues es pequeño de 6.5%. Y la idea es que todo esto se refleje, se considere en el futuro Plan de Desarrollo. Se tiene contemplado recuperar, mencionaba, 2.4 millones de barriles de aceite y 482 millones de pies cúbicos de gas durante la vigencia de los 12 meses, considerando los 188 pozos que actualmente producen.

Con respecto a los puntos de medición provisional, adelante por favor. En este esquema ya hemos visto incluso alguna simulación de cómo operan. Aquí solo llamaría la atención sobre la Estación de Recolección y Bombeo Gregorio Méndez y la que se le denomina 41. Esto es el esquema donde comúnmente se utiliza, lo veíamos en la simulación. Se va todo a la CAB, a la Central de Almacenamiento y Bombeo Calalilao y de ahí es transportado hasta la Refinería Madero. Este sería la descripción de la Central de Almacenamiento y Bombeo Calalilao que está en la carretera Tampico-Valles km 39, este punto en azul. El otro se refiere a la Estación (igual) de Recolección y Bombeo 2 Constituciones dentro del campo Altamira, que es este otro punto.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y en el siguiente esquema, esos dos esquemas son los que precisamente muestro, solo que pongo en primer lugar la Estación de Recolección Gregorio Méndez y E-41. Este sería el esquema que se utilizaría para la medición provisional. Este punto, que es el que tiene el numero 1, es un medidor de flujo másico tipo Coriolis y que está a la entrada de la CAB Cacalilao y que se utilizaría en el punto de medición como medición fiscal. En caso de requerirse por flexibilidad operativa o como plan alterno, se utilizaría este otro esquema que está por debajo, que es utilizar Escudo Nacional y Las Flores, solo que aquí se utiliza y lo veíamos en alguno de los esquemas anteriores, se utilizan carro tanques para la transportación del hidrocarburo hacia la Estación de Recolección y Bombeo 2 Constituciones. Y aquí el punto de medición es un medidor de flujo másico tipo Coriolis que se encuentra a la salida de ERB 2 Constituciones y este serían lo esquemas provisionales de medición.

Dicho lo anterior, se presentaron tanto ubicación de ambos puntos, identificaciones del punto de medición provisional para la medición fiscal, los responsables oficiales, el procedimiento para la determinación de la medición y asignación volumétrica, el procedimiento para la determinación y asignación de la calidad y tenemos opinión favorable de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en ambos puntos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. ¿Algún comentario? Sí, por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esto también viéndolo en general, yo estoy totalmente de acuerdo con lo que están planteando. Pero recordar que los Planes Provisionales la ley los permite y fundamentalmente son para que los nuevos operadores pues puedan conocer el área y más adelante puedan plantear un programa o un Plan de Extracción ya definitivo. En muchas ocasiones lo hemos comentado aquí, lo ha comentado un servidor, en el sentido de que en el caso de CIEP y COPF, pues ya los operadores lo conocen. Y, es más, hay algún dinero por ahí de los fondos SENER-CONACYT que ha ido hacia estas áreas para validar la aplicación de procesos términos para recuperación mejorada de hidrocarburos. Entonces ojalá y el operador nos pudiera tener, no podemos obligarlo obviamente, ellos tienen hasta un año, pero la palabra esa "hasta" creo que es muy importante enfatizarla, porque ojalá podamos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tener mucho antes que eso un plan ya definitivo, porque el plan definitivo es el que nos va a permitir tener un seguimiento a largo plazo que finalmente es el único que nos va a poder o que nos va a permitir a nosotros como CNH maximizar el valor de los hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente de acuerdo. Y bueno, sí, por favor abogado.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Comisionados, únicamente hacer una aclaración respecto del plazo para presentar el Plan de Desarrollo. Si bien el Programa Provisional tiene un año de vigencia a partir de la fecha que se firme el contrato, es decir fecha efectiva, con el contrato de Ébano o el proyecto de contrato de Ébano establece 120 días naturales, hasta 120 días naturales para la presentación del Plan de Desarrollo. Se han reducido un poco los tiempos respecto de algunos otros contratos donde se presentaba antes 180 días. En este caso ya son 120 días a partir de la fecha efectiva. Y el Programa Provisional tendrá una duración hasta que una vez se apruebe el Plan de Desarrollo ya del contrato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Excelente, eso me parece muy importante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? ¿No? Nos haría el favor de leer Secretaría Ejecutiva la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Sí. Los leo por separado, los leo por separado. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera, décima y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones sexta y décima de la Ley de Hidrocarburos; 13, fracción décimo primera 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 Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Plan Provisional relacionado con la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Someto a consideración del Órgano de Gobierno. Sírvanse manifestar su voto levantando su mano.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se toma por mayoría.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más un comentario. Mi voto en contra es para mantener consistencia con el Programa de Aprovechamiento de Gas que, insisto, veo infraestructura solamente para quema.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Y el posterior punto de acuerdo que sería relacionado con la medición, en los mecanismos de la medición. Sería con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera, décima, vigésimo cuarta y vigésimo séptima y 38, fracción tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y 43, fracción primera, inciso h, de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano emite la 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-0391-M-Ébano.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Manifestar su voto por, es el...

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Puntos de medición.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Puntos de medición."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Gaspar Franco Hernández, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### RESOLUCIÓN CNH.E.44.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

### **ACUERDO CNH.E.44.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X 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 mayoría votos, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan Provisional relacionado con la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

El Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.44.003/18**

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-0391-M-Ébano, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

### **ACUERDO CNH.E.44.003/18**

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de Gobierno, por unanimidad, emitió la 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-0391-M-Ébano.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:56 horas del día 26 de julio de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Cuarta 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

  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva