



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:08 horas del día 29 de noviembre 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, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.1138/2018, de fecha 27 de noviembre 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.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
- II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para que resuelva las solicitudes de los contratistas o asignatarios para entregar o allegarse de información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de exploración y extracción, conforme al artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias compañeros Comisionados. Me permito presentar a ustedes la modificación al Plan de Desarrollo de la asignación A-0046-M-Campo Bellota. En agosto del 2014 en el marco de la Ronda O la SENER otorgó a Pemex la asignación de extracción A-0046-M-Campo Bellota con una vigencia de 20 años. La asignación se localiza a 20 km al suroeste de la ciudad de Comalcalco, Tabasco, en el municipio de Cunduacán. El 18 de mayo de 2015 Pemex solicitó la modificación al Plan de Desarrollo asociado a esta asignación derivado de variaciones en la cuantificación de reservas remanentes y por cambios en la estrategia de extracción de los yacimientos. Perdón, de 2018, leí 2015. Perdón. La propuesta de modificación prevé la recuperación de 27.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalentes en el período 2018-2034 mediante cuatro perforaciones, cinco reparaciones mayores y 494 reparaciones menores. Este es un Plan de Desarrollo relevante porque Pemex plantea la recuperación de la totalidad de las reservas 3P y por ser también el primer Plan de Desarrollo que propone la recuperación del volumen de gas libre contenido en el casquete posterior a la explotación de la ventana de aceite.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces creo que es un Plan de Desarrollo que se les va a hacer muy interesante. Por último, con la venía la Comisionada Porres, solicito al ingeniero Elvis Edward Fragoso, Director de Recuperación Secundaria y Mejorada, exponga el análisis técnico a esta modificación al Plan de Desarrollo de esta asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Si me permiten, voy a iniciar a presentar la modificación al Plan de Desarrollo. Bueno, como lo comentaba el Comisionado Moreira, el Título de la Asignación 0046 Campo Bellota se otorgó a Pemex el 13 de agosto del 2014 durante el proceso denominado Ronda 0. Tiene una vigencia de 20 años a partir de la adjudicación y su pico de producción fue en septiembre de 1985 con 43,000 barriles diarios. El proceso de modificación inicio con la solicitud de PEP en mayo del 2018. Se hizo una prevención en junio, misma que fue atendida por Pemex. En julio se realizaron dos reuniones de trabajo para aclarar diversa información y se subsanó, bueno, con los alcances a la información. Se cuenta con la opinión favorable de ASEA del cumplimiento de contenido nacional, perdón, de la Secretaría de economía y de ASEA del Sistema de Administración de Riesgos. Bueno, la justificación a la modificación se basó por parte de PEP se basó en el artículo 40, fracción II del inciso a), b) y h), los cuales se expresan a continuación. Bueno, existe variación en la cuantificación de reservas dado que en el documento vigente documentó reservas 3P de 24.3 millones de barriles de aceite y para esta solicitud de modificación al plan se documentó en la información 13.8 millones de barriles de aceite.

Asimismo, bueno, el alcance. La anterior. El alcance, se presentó una modificación en alcance del plan vigente al modificado ya que en el plan vigente contemplaba perforar 4 pozos, realizar la reparación mayor de 7 pozos y realizar la intervención menor de 11 pozos. En esta modificación contempla 4 perforaciones, 5 mayores y 494 reparaciones menores. Existe variación en los montos de inversión. Se estimaba en el plan vigente los costos que incluían inversión y gastos de operación de 455 millones de dólares. Actualmente con la modificación y lo ejercido esta suma asciende a 753 millones de dólares. Esto representa una variación del 65.5%. Aquí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la misma tabla podemos observar las actividades que va a hacer que tenía contempladas en el plan vigente, lo que ha realizado, lo que está proponiendo como actividades adicionales – bueno, en la modificación al Plan – y lo que estaría realizando al final del 2034.

Cabe señalar que este plan vigente ya contempla el taponamiento de la totalidad de los pozos y de las instalaciones. Anteriormente en el plan vigente no se contempló. Como lo comentaba el Comisionado, se ubica en el municipio de Cunduacán, Tabasco. El objetivo principal es extraer la reserva 3P en el Cretácico y Jurásico Kimmeridgiano, recuperar 13.8 millones de barriles de aceite y 55.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. Como lo comentaba, contempla la perforación de 4 pozos, 5 reparaciones mayores y 494 (menores). Estas contemplan limpiezas y estimulaciones. Adicionalmente plantea recuperar, perforar los 20 pozos que tiene cerrados hasta ahorita y bueno, los próximos a perforar. Tiene una inversión estimada de 303 millones de dólares en el periodo 2018-2034.

Generalidades. Bueno, la asignación cuenta con un área de 110.5 km². Tiene 46 pozos, 5 actualmente productores con bombeo neumático, uno inyector o letrina, tiene 10 pozos cerrados, 9 de ellos con posibilidades y uno próximo a taponar. Tiene 30 taponados actualmente y bueno, esta asignación cuenta con dos yacimientos que es Cretácico y Jurásico y la profundidad promedio del Cretácico es 5,600 metros verticales y 6,200 para el Jurásico. También está compuesto por cuatro bloques: el norte, el sur, el este y el noreste. Es una anterior.

Aquí podemos ver la variación. La que sigue por favor. Podemos ver la variación que ha tenido las reservas cuantificadas a partir de 2015 al 2018. Esto se debe principalmente al avance del contacto agua-aceite y al comportamiento dinámico del yacimiento. Se pretende, como les he comentado, se pretende recuperar el volumen de aceite de 13.8, es la totalidad de las 3P y 55.2 miles de millones de pies cúbicos de gas.

La modificación al plan da cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos ya que permite maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. PEP presentó en la modificación tres alternativas, las cuales se pueden observar en la lámina. La principal causa del porqué se seleccionó la alternativa 1 es porque van por el casquete de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gas en su totalidad. Adicionalmente, bueno, esto lo van a hacer con las actividades que ya he mencionado y, como se puede apreciar, el VPN antes de impuestos es de 533, lo que la hace la opción o la alternativa más rentable. La alternativa seleccionada considera la explotación de las reservas 3P, la perforación de 4 pozos, reparación de 5 mayores y 494 reparaciones menores. Estos pozos van a continuar con el sistema artificial de bombeo neumático y bueno, se considera la recuperación de gas. Esta alternativa presenta la mayor recuperación con el menor riesgo de realizarla.

Aquí podemos ver el comparativo de las tres alternativas que se analizaron por parte del operador. Esto lo dividimos en dos etapas para su análisis, en la primera etapa que considera del 2018 al 2028 y la segunda del 2029 al 2034. En la primera se van a realizar las cuatro perforaciones y una reparación menor, mayor perdón. Ahí se puede ver el incremento debido a las perforaciones y la reparación mayor. Posteriormente, ya que está produciendo el aceite y gas, se empieza con la segunda etapa que les decía del 29 al 34. En esta se va a dar, se tiene incremento por las mayores y también a ahí se ve el beneficio de realizarlo las mayores y empezar a producir el casquete de gas. Inicialmente solo se ocupaba del gas como empuje de gas para recuperar la mayor cantidad de aceite y posteriormente ya se va a dar la continuidad y producción de gas, solamente en esta parte.

Los trabajos en la formación Jurásico son parte de la primera etapa con lo que les he mencionado. La perforación de tres pozos, aquí podemos ubicarlo los pozos nuevos. Están ubicados el pozo 140B, el pozo Bellota-111 y 91 y la reparación mayor que se va a realizar sin equipo van a aislar intervalos y van a disparar otros intervalos para producir aceite. Esas son las cuatro actividades que van a realizar en esta formación. Bueno, los tiempos de perforación van de 150 días y la terminación es de 20 días y la intervención que va a ser sin equipo es de 10 días aproximadamente. En la segunda etapa que es la parte del Cretácico en donde se va a recuperar ya el gas. Se contempla la realización de las cuatro reparaciones mayores y la perforación del siguiente pozo, del último pozo tipo "J". Igual en este tiene días de perforación 130 y días de terminación 18. Las intervenciones que se realizarán sin equipo es disparar y estimular y son aproximadamente programadas a 6 días. Ese es el cronograma de actividades. Como les he



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mencionado, la primera etapa contempla la perforación de los cuatro pozos y una mayor y posteriormente la segunda las reparaciones mayores. Las reparaciones menores inician desde el 2018 y finiquitan hasta el 2034. Los taponamientos inician a partir de 2020 y concluyen en el 2034 y se realiza el taponamiento de los 20 pozos que se tenían sin taponar hasta ahorita. Adicionalmente, bueno, en el 2034 empieza el abandono de las instalaciones que es los ductos para transportar el hidrocarburo.

Se realizó un comparativo para ver el comportamiento del factor de recuperación del campo Bellota con campos análogos nacionales e internacionales y bueno, los criterios utilizados fueron que es un campo terrestre, productor de aceite y gas, los grados API son de 32 a 45 grados en la formación Cretácico. Y pudimos observar que en los que realizan o tienen implementados métodos de recuperación obtienen un mayor factor de recuperación. Por eso es una nuestras recomendaciones al final.

El siguiente punto es el cumplimiento al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. El 20 de junio de este año la CNH se pronunció y aprobó el aprovechamiento de gas de 167 asignaciones, entre ellas la de la asignación 0046 Campo Bellota en la resolución CNH.E.37.002/18. En esa se aprobó la meta de aprovechamiento. Actualmente esta meta se mantiene, las actividades y acciones son las que coinciden con las ya aprobada y es por eso que, bueno, esta meta se mantiene.

Los mecanismos de medición. Bueno, para la medición de los líquidos la producción de pozos, bueno, llega la batería de 114. Ahí se realiza la separación de aceite y gas, perdón de líquidos y gas. Y los líquidos se van directamente a la Batería de Separación Bellota. Adicionalmente se incorporan los restantes pozos y ahí se separa el aceite y gas y agua y el agua se va hacia el pozo inyector o letrina que tenemos, bueno, que tienen en la asignación bellota, es el Bellota 1A. Y el aceite se va directamente a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus y posteriormente hacia el Centro de Comercialización de Crudo Palomas. Aquí se tiene el punto de medición fiscal y es un tipo de medidor, bueno, ultrasónico para el aceite. Esa es la actual. La futura, bueno, esta a la planta es mismo proceso, solo que de la Batería de Separación Bellota va a ir ahora a la Planta Deshidratadora de Cárdenas Norte. Esta instalación actualmente se encuentra en construcción, por eso es que actualmente no se ocupa. Ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuando se realicen actividades, bueno, se inicie operación, va directamente aquí la producción de aceite y ya de ahí Palomas. Igual sería el mismo principio de operación.

Para el gas, bueno, después de la Batería Bellotas 114 y Bellota se van a estaciones de compresión que están en la misma Batería, de ahí se comprime y se va hacia la Estación de Compresión Jujo y Paredón. Todo el condensado que se podría generar en esta parte se va con la misma corriente hacia el Centro de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex. Aquí sí tienen dos puntos de medición fiscal para el gas que son de placas de orificio.

El Programa de Inversiones. Bueno, aquí es lo que está programando PEP para la modificación al plan que es costos subtotales de 633. Aquí como les comentaba ya están incluidos los del abandono y aquí está expresado 303 millones de dólares de inversión, 320 de gastos operativos y bueno, esto representa aquí podemos ver la producción el 77%, el 20% el desarrollo y el abandono el 3%.

Bueno, después de todo el análisis se vio que da cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y al 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética ya que, bueno, las actividades del plan propuesto son adecuadas para realizar actividades de extracción de hidrocarburos en los yacimientos de la asignación. Esto da cumplimiento a la tecnología y la producción que permita maximizar el factor de recuperación. El programa de aprovechamiento, como les comenté, ya se aprobó con la resolución del 20 de junio y sigue con el cumplimiento del 98%, mayor al 98% en todo el periodo de la asignación. Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial. Bueno, las actividades van a permitir recuperar la totalidad de la reserva 3P documentada al 2018. Y bueno, esto va a poder elevar el factor de recuperación de 31.1% a 33.3% de aceite y 38.8% a 44% para el gas, esto en el periodo de 2018 a 2034.

Las recomendaciones, administrar el ritmo y gastos de producción. Bueno, debido a que el avance en el contacto agua-aceite y que los pozos han incrementado la producción de agua en los pozos, se recomienda administrar los ritmos de producción y monitorear el comportamiento de los mismos, esto para evitar el cierre de los pozos por problemas de agua. Otra recomendación es evaluar estrategias de recuperación mejorada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dado que en la asignación actualmente no se tiene implementado algún método de recuperación. Se les da la recomendación de que se actualicen los modelos estáticos del yacimiento, que se realicen estudios y se realicen pruebas de laboratorio. Esto para ver la factibilidad de implementar algún método de recuperación. Con esto termino la presentación y análisis técnico de la modificación y regreso la palabra al Comisionado y me mantengo atento a sus comentarios.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera señalar dos cosas. Uno es la parte de evaluación, cómo al reconsiderar las reservas eso los lleva a reconsiderar las estrategias de producción. Segundo, es muy interesante cómo van a recobrar digamos la totalidad de las reservas 3P que se me hace un avance muy interesante y ahí la recomendación que se les está haciendo de recuperación secundaria y mejorada. Y la tercera, que están recobrando todo el gas del casquete. Entonces en realidad es uno de los primeros campos que van a ser aprovechados casi en su totalidad. Si ven ustedes el final es ya el taponamiento y el desmantelamiento, pero ya se recuperó casi todo lo que existía en el subsuelo. Entonces es un programa interesante y seguramente hay que darle un seguimiento digamos cercano por ser un avance tecnológico, llamémoslo de esa manera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Alguna pregunta Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionada Porres. El mecanismo de expulsión roca-fluidos más eficiente es la segregación gravitacional que es lo que tiene ahorita este yacimiento. Tiene un casquete. También de la información que nos enviaron, lo que vimos en la presentación, se ve que tiene un acuífero activo. Sacar el gas en el año 2029 significa inhibir totalmente la posibilidad de la segregación gravitacional. Eso significa en palabras llanas que la eficiencia de barrido por aceite, la eficiencia de barrido del aceite por el agua es mucho menor que la de gas. Esa seguramente va a haber aceite residual que se va a quedar por ahí. Generalmente lo que se debe hacer en este tipo de yacimientos es producir todo el aceite posible y después ya producir el gas, no al mismo tiempo producir gas y aceite. Y ahí en esa gráfica en 2029 se ve algo interesante. Empieza a incrementar la cantidad de gas porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

abren el casquete, pero también el aceite se incrementa y los comentarios fueron porque hacen reparaciones mayores o menores. ¿No? Pero bueno, se ve que todavía hay bastante aceite.

Entonces mi recomendación es no tengo ningún comentario con respecto al plan, está bien, pero todavía faltan 11 años para que llegemos al 2029 y todavía seguimos caracterizando al yacimiento. Entonces en todo este tiempo hay que darle un seguimiento, hay que ir viendo cómo se va cerrando la ventana de aceite y cómo están siendo las saturaciones de aceite residual para finalmente verificar si el 2029 es la fecha más adecuada para empezar a producir el casquete de gas. Con la información que tiene seguramente Petróleos Mexicanos esta es la opción mejor, pero todavía falta mucho tiempo para que esto se dé. Y repito, la segregación gravitacional es el proceso más eficiente de expulsión de fluidos y no hay que inhibirlo, hay que ver cuál es el momento más adecuado. Entiendo que se requiere gas, pero el sacar el gas significaría una pérdida de valor de la extracción porque dejaríamos aceite. Ya veremos en 2029, a lo mejor es una mejor opción. Tendremos que ver cómo es el comportamiento de los precios, cuáles son las necesidades del país, cómo ha sido el comportamiento de la ventana de aceite durante todo este tiempo. Pero simplemente es una recomendación, no pido que se haga ningún cambio, todo está bien.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Podría digamos sugerir que incorporáramos la recomendación aquí del doctor Néstor en las recomendaciones. Decir cuando se vaya acercando la fecha, digamos de aquí a 10 años, que se vuelva a replantear y que entonces se tome la decisión de si posponer esta parte, si hacer recuperación secundaria o mejorada, etc. Como que tendremos ya suficiente información al estarse agotando la ventana de aceite. Entonces que lo pongamos como una recomendación específica en las que teníamos ahí.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Comisionada. En este tema, o sea, sí se puede meter la recomendación, digo, no hay ningún problema. Pero recuerden que tenemos nuestros Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada donde de entrada se les está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pidiendo a todos los operadores que tengan yacimientos que hagan estudios de factibilidad sobre la implementación de algún proceso y que cada año se vaya revisando. Entonces yo creo que además de vigilar el plan y las recomendaciones pues vigilar el cumplimiento de la normatividad relacionada con EOR y vigilar esto, porque también el decir bueno, pues sí vamos a sacar este aceite en factor de recuperación de 33% que habrá que compararlo con otros. Y ya decir, bueno, y ya después empezamos a sacar al gas sin haber agotado y todavía teniendo 11 años para analizar nuevas tecnologías que pudieran ayudarnos a recuperar más aceite pues creo que todavía no es lo adecuado. Ahorita es el plan como dice el doctor Néstor, es con la información que se tiene hoy y seguramente es la mejor alternativa, pero démosle seguimiento con las recomendaciones y con el cumplimiento de los Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente de acuerdo. Yo quisiera también creo que voy en el mismo sentido del Comisionado Franco que finalmente esta observación de que van a recuperar el 100% de la parte de gas y aceite es con un factor de recuperación propuesto del 33.3%. Pero efectivamente, si se llegara a tener una posibilidad de tener una recuperación mejorada, el factor de recuperación incrementaría y por lo tanto pues se podría recuperar más de lo propuesto actualmente. Entonces efectivamente, si se cumple simplemente la normatividad de ver la factibilidad de tener este tipo de recuperación, se podría en un momento dado recuperar más de lo que actualmente tiene propuesto. Entonces creo que pues simplemente es cumplir de la normatividad de acuerdo a los lineamientos de recuperación. Entonces no sé si existe algún otro comentario Comisionados.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario. Yo creo que habría que recoger los tres comentarios porque van en la misma dirección. Entonces creo que habría que incorporar los digamos en la ponencia. Entonces yo quisiera solicitarles se apruebe digamos este Plan de Desarrollo, esta modificación al Plan de Desarrollo, incorporando los comentarios de los tres Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nos podría leer la propuesta de acuerdo Secretaria.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.68.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.

ACUERDO CNH.E.68.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05.



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 a la maestra Lourdes Jamit Senties, Directora de Aprovechamiento de Gas.

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

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

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Me dispongo a presentar el dictamen técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción con respecto a la asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05, campo Chocol. Primeramente, les presentaré la relación cronológica del proceso. El Plan de Desarrollo fue presentado el 24 de septiembre de este año. Posteriormente la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitió la prevención de dicha información presentada el 11 de octubre del 2018. Esta prevención fue atendida por Pemex el 31 de octubre del 2018 y posteriormente la Comisión declaró suficiencia el 22 de noviembre del mismo año. Para llegar a este dictamen realizamos dos comparecencias con Pemex y recibimos un alcance de información. Asimismo, solicitamos la opinión de Secretaría de Economía, de la ASEA y de Hacienda con respecto al punto de medición. La siguiente, gracias.

Las características generales de la asignación son las siguientes. Está ubicada en Paraíso, Tabasco. El área de la asignación son 658.67 km². No obstante, el área que nos compete es de 15.407 ya que esta asignación es de exploración y de extracción. Tiene una vigencia de 22 años a partir de la última modificación que ocurrió el 18 de diciembre de 2017. No tiene una restricción en cuanto a formaciones geológicas y las colindancias, es decir las asignaciones que tiene cerca, es Puerto Ceiba, Castarrical y Pareto. Aquí podemos ver el área de extracción que es más pequeña que toda el área de exploración, la asignación de exploración. La siguiente por favor.

Ya adentrados al tema, las características generales del campo Chocol tiene un pozo produciendo que es el Chocol-1, el yacimiento que se está explotando es el Cretácico Superior. El tipo de hidrocarburo es aceite volátil con una densidad API de 36.8 y debido a los datos de temperatura y presión es un yacimiento con alta presión y alta temperatura. Como pueden



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

observar, son 140.5 grados Celsius y 978.7 kg/cm². Aquí podemos ver el pozo Chochol-1. El volumen original en aceite son 129 millones de barriles y el gas natural son 96 miles de millones de pies cúbicos. La siguiente por favor

Las alternativas presentadas por Pemex y analizadas por la Comisión tiene como diferencia primeramente las actividades a realizar. Es decir, el número. Ya que como podemos ver la alternativa 1 nada más considera un pozo mientras que la alternativa 2 y 3 consideran dos pozos. En cuanto a intervenciones mayores, es decir reparaciones mayores, la alternativa 1 considera tres, la alternativa 2, cuatro, y la alternativa 3, uno. También podemos observar que la diferencia entre las alternativas es el volumen a recuperar, siendo la alternativa 2 la alternativa seleccionada puesto que el volumen a recuperar es mucho mayor que las otras dos, mientras que en las actividades también son mayores que las otras dos presentadas.

En el mismo tema podemos observar que la alternativa 2, las que les comenté que se seleccionó, va a recuperar 5.9 millones de barriles. ¿No? Podemos observar que durante los primeros años ocurrirá la perforación de los dos pozos. Posteriormente habrá tres reparaciones mayores, una en cada uno de los tres pozos ya realizados y posteriormente se realizará la reparación mayor al último pozo perforado. La siguiente por favor.

En el desglose de las actividades podemos observar, como les comentaba, que en los primeros años se van a perforar el pozo Chocol-2 en 2019 y el Chocol-3 en 2020. El pozo Chocol-3 está supeditado a los resultados del pozo Chocol-2. Dentro de las reparaciones mayores, que son cuatro, se incluyen cambios de intervalo y para reparaciones menores, que son 134 en total, son 83 tomas de información y 51 limpiezas ya que se pronostican arenamientos durante el desarrollo de todo el proyecto. También se consideran los tres taponamientos de los pozos realizados. La siguiente por favor.

Hablando del Programa de Inversiones, podemos observar que la mayoría de la inversión se concentra en la sección de desarrollo, principalmente en la perforación de los pozos puesto que cada una tendrá un valor de 18 millones de dólares aproximadamente. Y en la sección de general podemos temas como de administración, recursos, materiales y mano de obra. En este sentido, la inversión de 115.43 que se suma de todas las actividades



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petroleras – evaluación, desarrollo, producción y también se considera la de abandono – se suma a otros egresos que son los montos considerados para el mantenimiento y abandono de infraestructura que se utiliza para el transporte y manejo de los hidrocarburos producidos en la asignación que nos compete. Esos otros egresos son de 24.15, lo cual suman 139.58 millones de dólares en total para el desarrollo del proyecto. La siguiente por favor.

Para la evaluación económica se pueden observar las premisas consideradas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la cual se verificó que la alternativa seleccionada efectivamente recupera los volúmenes de aceite y de gas presentados por Pemex, así como las inversiones que se señalan dentro del documento emitido por el asignatario. En este sentido los indicadores económicos todos son positivos se pudo corroborar que el VPN antes de impuestos es igual que el calculado por Pemex y equivale a 172 millones de dólares. La siguiente por favor.

En materia de medición podemos observar que el pozo Chocol tiene una medición referencial para después incorporarse al ducto que ya se encuentra construido en la asignación de 16 pulgadas y el cual se va a la Batería de Separación Cunduacán. En esta batería, como su nombre lo indica, se separa del gas del crudo y vamos a tener una medición de referencia a la entrada y una medición de transferencia a la salida. El gas se iría al Centro Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex y el crudo al Centro Comercializador de Crudo Palomas. Esta es la infraestructura actual con el pozo produciendo. La siguiente por favor. En la futura solamente...

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Se pueden regresar una lámina donde están los indicadores, ahí. Ahí donde está la TIR y la tasa de descuento, vemos que están igualitas. Y si no mal recuerdo, la tasa interna de retorno es la tasa a la cual el valor presente neto sería cero. ¿No? Y la tasa de descuento veo que es 7.5% cuando en muchos de los proyectos se usa 10%. ¿Por qué en este se usa 7.5%?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Pemex nos comentó. Fue un requerimiento, una pregunta que le hicimos a Pemex



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

justo lo que usted nos está comentando Comisionado. Pemex nos comentó que, derivado de una determinación de su Consejo de Administración, ahora los proyectos los está evaluando a 7.5%. También les queríamos comentar que nosotros la normativa que nos aplica no nos genera alguna obligación para determinar cuáles serían las premisas que deberían de estar considerando los operadores cuando hacen sus análisis de evaluación económica. Por eso usamos la alternativa que Pemex nos dio. Ahí el 7.5% está redondeado, la verdad la TIR es de 7.51% en total, lo cual es mayor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- VPN es prácticamente cero después de impuestos. Digo, no me caerían mal 10,000 dólares de un proyecto, pero en un proyecto petrolero no lo sé. Entonces a ver si entendí bien, 7.5% es porque cambiaron las premisas en Petróleos Mexicanos. ¿Esas premisas no las da Hacienda?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Lo que nos comentó a nosotros Pemex fue que fue una determinación del Consejo de Administración. Esa es la única información que tenemos al respecto.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Yo quisiera agregar algo sobre esto. Es algo que ya hemos visto en varios proyectos en las evaluaciones económicas de distintos proyectos, de distintos operadores. La determinación de la tasa de descuento es normalmente una decisión interna de la empresa. Lo que nosotros estamos sugiriendo hacer en una nueva versión de los lineamientos es estandarizar esto para poder hacer comparable los proyectos de hidrocarburos que evaluamos. Actualmente nuestros lineamientos no incluyen este componente, esto sería digamos algo que podríamos hacer exigible a partir de la publicación de los nuevos Lineamientos de Planes. Por ahora la evaluación la aceptamos en los términos en los que Petróleos Mexicanos lo está presentando, pero estamos siendo sensibles a que necesitamos una regulación, un lineamiento sobre este punto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Bueno, cuando ya estén las premisas ya estaríamos viendo eso. El tema de este proyecto es que seguramente es muy sensible a cualquier cambio sobre todo negativo que puede hacer que pierda rápidamente la empresa. Como país vamos a ganar como Estado, ahí el VPN antes de impuestos. Pero ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

después de impuestos, bueno, pues ya es vigilancia creo yo, no sé si nos toca estar vigilando si el operador tiene proyectos rentables, pero si es rentable para el Estado, ¿no? Eso es lo estamos viendo digamos en este plan. Bueno, gracias.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Es que ya que mencionaste eso estaba viendo yo el precio del gas y el precio del aceite. No sé si valdría la pena también estandarizar eso, no en el sentido que sea fijo, sino en el sentido que se ha tomado de la referencia que emite alguna agencia internacional de reputación, porque 6.21 pues es el doble de lo que está ahorita. Entonces está mucho, muy positivo. No sé, no sé realmente cuáles son los futuros que se están previendo. Puede ser que la hayan tomado del promedio de los futuros de los años que faltan en la asignación. Pero valdría la pena entrar a eso, decir, vamos a tomar el precio de aceite de aquí y el precio de gas de aquí y la tasa de descuento de aquí. Si no, vamos a entrar en que, bueno, pues ponle cualquier número y creo que no sería deseable.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, creo que ahí si hay una respuesta, ¿no?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si, de acuerdo, para comentarlo más ampliamente porque ahorita sí me enfoqué a la pregunta que estaba haciendo el Comisionado Franco. Pero en términos generales los nuevos Lineamientos de Planes incluyen la determinación de todas estas premisas que menciona. Para el caso del precio del crudo, lo que estamos haciendo es ligar la referencia que usamos con los lineamientos de Hacienda. Les estamos diciendo usen las mismas fórmulas que están determinadas para los precios contractuales que Hacienda actualiza año con año y eso les estamos pidiendo lo aplican para el mes inmediato anterior. Entonces vamos a tener un estándar de precio que va a estar ponderado por calidad, porque así están definidas las fórmulas de Hacienda. Eso para petróleo. En el caso del gas estamos ligando la referencia al índice que publica la CRE. La CRE está publicando, ya tiene poco más de un año, creo que casi dos años publicando un índice de precios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de gas natural. Entonces estamos ligando la referencia a que sea el precio observado e igual el mes anterior por lo que determine la CRE. Y en cuestión de tasa de descuento estamos estandarizando para que sea 10%.

Entonces un poco para agregar digamos el proyecto lo vemos, o sea, vimos la misma problemática que ustedes están notando ahorita. Lo que vemos es que el régimen fiscal de Petróleos Mexicanos para este proyecto hace al proyecto, si el proyecto se evaluará de forma individual lo hace negativo, o sea, lo has no rentable después de impuestos si mueves un poco los parámetros que está presentando ahorita. Entonces es muy sensible a cualquiera de los parámetros. Lo que denota es que el régimen fiscal para proyectos de esta naturaleza en este caso es un proyecto que tiene costos de casi 20 dólares por barril en tierra, cuando Pemex tiene límites de deducción en tierra de 8.3 dólares por barril. Entonces el régimen fiscal está aplicando de forma que le quita la rentabilidad individual al proyecto. Nos hace notar que para cierto tipo de proyectos podría ser que Pemex necesitara algún ajuste fiscal. Esa es la primera observación. Y la otra cosa que quisiera también dejar un poco más claro es que Pemex no paga impuestos por proyectos individuales. Entonces al final la rentabilidad después de impuestos de Pemex no se ve a este nivel de proyecto, se ve a nivel región. Ahora, sí es una buena referencia para nosotros al momento de aprobar el plan hacerlo así, pero tener en mente que pues igual Petróleos Mexicanos no lo va a estar tributando de esta manera.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, está bien, pero al final – no sé si sea la palabra correcta – estaría subsidiando de un proyecto muy rentable a otro no muy rentable o que pierda. Entonces, digo, es como está ahorita. Pero me gusta mucho eso que comentaste del esquema fiscal o régimen fiscal. Yo no sé si ahí como CNH se le puede recomendar a Petróleos Mexicanos pues que haga la luchita – ¿no? – con Hacienda y decirle que hay campos que requieren de un esquema fiscal diferente. No sé si valga la pena hacer esa recomendación. Digo, al final como Estado estamos viendo que va a generar beneficio. Pero como empresa está muy sensible este proyecto a que pueda perder de manera individual. Como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bien lo dijiste, bueno, tributa a nivel global, pero este le puede hacer perder dinero.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si, de acuerdo. Ahí si tuviéramos nosotros alguna forma de hacer alguna propuesta o un comentario respecto a eso tenemos elementos dado que pues hemos evaluado proyectos de Petróleos Mexicanos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, se podría hacer independientemente que se tienen los análisis de sensibilidad dentro del dictamen e igualmente creo que en cuanto al precio del gas hay que hablar de la composición misma. ¿No? Que se tiene un fundamento digamos de este precio de acuerdo a la composición que se presentó.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Sí doctora. El operador nos comentaba, bueno, y lo documenta dentro de su plan, el poder calorífico del gas que propone obtener es más alto que el de la referencia. Eso implica que la referencia que él ocupa se ve incrementada con aproximadamente entre 23% y 26% a lo largo del periodo del proyecto y eso también impacta claramente en el precio que se ve del gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sin lugar a duda tiene razón. Si Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que viene mi comentario. Siempre nos vamos con el precio de Henry Hub, pero el precio de Henry Hub es para gas seco, en realidad es para metano. Entonces si este gas es un gas que sea rico en condensados o que sea rico en metano, propano, etc., pudiera tener un precio superior. Entonces sería muy interesante ver la composición de este gas y si lo vamos a quemar esa ayuda no importa, el problema es lo vayamos a utilizar de otra manera, por lo cual tiene que ir a un Centro Procesador de Gas para poder sacar digamos el valor adicional. Entonces habría que ver qué va a pasar con ese gas para poder asignarle un precio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que lo que van a comentar en este momento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si doctor, nada más para complementar. De hecho, como parte del sustento del fundamento para presentar este precio de gas, presentaron efectivamente la composición del líquido. Usan un precio de referencia, en este caso es en promedio 4.30 dólares por millón de BTU. Ese precio de referencia lo están afectando por la composición de líquidos, de forma que ya el precio, incluyendo líquidos, les da 6.21. El precio que están presentando sí incluye el valor de los líquidos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Correcto.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quisiera que regresaran un poquito a la tabla anterior porque hay una coincidencia que creo que sí hay que explicar. La coincidencia es que la tasa interna de retorno resultó en 7.5% y, como dijo el Comisionado Franco, mucha gente lo usa así. Dice, es la tasa en la cual todos los flujos de ingresos y egresos dan un valor presente neto igual a cero. A mí no me gusta esa definición. Esta definición lo que dice en otras palabras es que, si yo voy a pedir prestado para desarrollar el proyecto, lo máximo que puedo pagar el 7.5%. Y resultó ser la misma de acá abajo, pero es una coincidencia. Pero quiero que veamos aquí el 527. 527 una tasa interna de retorno de 527 es un buen negocio. Posiblemente se ajuste si se hacen cambios en algunas cuestiones que tienen que ver con el precio del gas, pero también con los gastos operativos y con las inversiones. Esa es la propuesta, pero seguramente – y así lo hemos visto en diferentes planes – los operadores están buscando el cómo disminuir gastos operativos, cómo bajar las inversiones y finalmente esto va a ir cambiando en el tiempo.

Pero mi comentario va dirigido a que, para el Estado, y lo dijo el Comisionado Franco, pero creo que es importante decirlo, para el Estado es rentable. Tener un proyecto que me da 172 millones de dólares y que estoy invirtiendo, ahí está el valor presente neto contra el valor presente de la inversión, una cuarta parte que da 4.23, pues es un buen proyecto. ¿Qué quiere decir esto? Alguien puede interpretar toda la discusión como que hay que bajar los impuestos. Pues sí, hay que bajar los impuestos, pero no porque el proyecto sea malo, hay que bajarle porque tal y como están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incluidos que son muy altos los impuestos que se cobran lo hace inviable o lo hace casi tablas, que sería el cero. Entonces, aunque se le baje los impuestos, y estoy totalmente de acuerdo que deberían de verlo yacimiento por yacimiento en Hacienda y eso tendrá que verlo Hacienda, no es nuestra atribución, pues tendrían que ver cuál es el régimen fiscal que ayuda a que el proyecto sea rentable para que la empresa pues no salga poniendo, porque finalmente el Estado tiene un gran beneficio. Entonces el proyecto tal y como se ve una tasa interna de retorno de 527 en general es una súper tasa interna de retorno. Un valor presente neto entre valor presente de la inversión 4.23 es muy bueno. No son de los proyectos más favorables en petróleo en la industria del petróleo, pero tampoco es nada despreciable, ¿no? Y creo que es importante ese 527. El 7.5% pues fue coincidencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Puede continuar ingeniera.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- No, dos anteriores. Ah, bueno, les comentaba que esta es la infraestructura actual con el Chocol-1 produciendo. Le podemos, gracias, cambiar de diapositiva. Con respecto a los puntos de medición en el futuro pues solamente se incorporarían la producción de hidrocarburos de los dos pozos a perforar, el oleogasoducto que, como les comenté, ya se encuentra construido dentro de la asignación y el cual iría justamente a la Batería de Separación Cunduacán para seguir con el mismo proceso que les describí previamente. Podemos seguir.

Siguiendo con el manejo de hidrocarburos en el sentido de comercialización, ya acondicionado y separado en las fases de aceite, gas y agua. El gas, como se lo mencioné, va al Centro Procesador de Gas Cactus en un porcentaje y a Nuevo Pemex un porcentaje un poco mayor y por otra parte el aceite se envía al Centro Comercializador de Crudo Palomas. Puedes seguir por favor, gracias.

Con respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas, esta asignación no cuenta con infraestructura para destrucción controlada, por lo que el gas se transfiere su totalidad a las estaciones de compresión Cunduacán 1 y 2. En ese sentido la meta de aprovechamiento de gas sería del 100%. No obstante, PEP maneja una meta de aprovechamiento de gas de 98.1% dado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que realiza un prorrateo volumétrico, de modo que reparte el gas no aprovechado y los distribuye de manera proporcional entre todas las asignaciones que utilizan estas instalaciones que mencioné. La siguiente por favor.

Aquí podemos observar la capacidad instalada para el manejo en las estaciones que les comento de compresión de Cunduacán 1 y 2. Como podemos observar, la participación de Chocol es mínima comparada con las otras asignaciones y durante la vigencia de la asignación la meta de aprovechamiento de gas se mantiene superior al 98%. La que sigue por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, ahí. A ver, pueden regresar una. O sea, todo lo manda a otra batería, se aprovecha el 100% pero le pone una meta del 98.1%. Es 100%, ¿no? Porque ponerle una meta de 98.1% pues ahí hay casi 2% que podemos bajarle a otro si lo vemos después de manera global otra vez. ¿No debería ser 100%, o sea, no manejar 98.1%? O qué hace por ahí que a lo mejor sí quemamos alguna cantidad en alguna prueba del pozo, en un aforo ahí en la pera. Es 100%, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, ahí básicamente lo que está haciendo es transferencia de toda la mezcla. Hacen transferencia por mezcla, entonces el aprovechamiento es 100%. Lo que están haciendo es un balance hacia atrás, entonces están distribuyéndose gas que realmente no debería ser así porque el aprovechamiento de gas por asignación al descomponerlo de esa forma o el prorrateo no nos da en un análisis digamos de nodos de ver dónde podría estar el posible punto focal donde se estaría quemando, identificar porque al final se va a estar prorrateando en todas las asignaciones que llega al destino.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Entonces qué es lo que recomienda?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- 100%.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Que no te ponga 98.1%, es 100% aquí y que no deberían prorratear la quema en algo que no está quemando. Yo entiendo que ese gas lo manejan en otra instalación y deberían de decir, bueno, pues TEN en la tuya, pero es la misma empresa. Y como dice Julio, sino cómo detectas donde realmente tienes la oportunidad de hacer algo para aprovechar más gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Por eso se está haciendo de manera explícita, ¿no? En realidad, ellos en su plan están considerando 98.1%. Sin embargo, en el dictamen se está poniendo que es el 100% dado de que no hay ninguna quema dentro de la asignación y que por lo tanto para nosotros va a ser el 100%.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero sí se ve así porque ahí lo que veo es que nos manifiestan ellos. Lo mando, se aprovecha el 100%, pero no obstante lo prorratean posteriormente. Nos están diciendo, pero lo prorrateamos, pero le cargamos 2% casi de que quema. Así lo entiendo yo en la lámina. Y yo lo que digo la recomendación es no le cargues 2% a esta instalación con lo que decía Julio de poder identificar realmente dónde es la oportunidad.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, qué bueno que lo aprovechen y entran en la meta del 98% o el 100%, pero estamos hablando un tema de más análisis, más diagnóstico de dónde sí está la oportunidad – insisto – para invertir y poder aprovechar gas de ser necesario.

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

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay que tomar en consideración la parte operativa. Efectivamente en la asignación no van a quemar gas porque no lo están manejando. Donde se quema el gas es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde se hace el proceso de compresión, entonces mi pregunta sería qué pasa en Cunduacán 1 y 2. ¿Ahí no hay quema de gas? Claro, quema gas. ¿Y ese gas de dónde viene?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De lo que teníamos de Chocol.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y de posiblemente otro lugar. Entonces hay que prorratearlo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. También en términos de la fórmula de aprovechamiento de gas en el concepto del denominador tenemos gas producido de la asignación más el gas transferido de alguien. Ahí se maneja el gas total. Cuando se ve en el numerador también hay una implicación de transferencia. Hay algunos que no tienen transferencia, entonces el gas producido va a ser igual al que se va a estar distribuyendo. En este caso la que se vería afectada sería Cunduacán, que estaría que estar sumando para su meta de aprovechamiento de gas. El transferido de las demás asignaciones y en el gas producido más el que tienen en el denominador de la transferencia lo demás. Por lo cual, este se podría ver mermado en su meta de aprovechamiento hacia la baja y eso es lo que nos daría y lo que explica un poco a la manera de nodo que identificar que en algún momento Cunduacán será el punto total donde tendríamos que estar o tendría Pemex que estar enfocando las inversiones para incrementar la infraestructura de aprovechamiento. Porque si no lo hacemos en prorrateo ahorita, son volúmenes bajos, pero a volúmenes altos el prorrateo va a ser alto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y nuestros lineamientos son por asignación, hay que tener cuidado con esto porque entonces estamos cargando a los otros pues porcentajes que no les corresponden.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En este caso hasta el proyecto que vimos que es un poquito marginal, no sé si en la evaluación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económica le estamos quitando 2% de gas que no vendes, cuando sí lo estás vendiendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sé.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Dentro de la evaluación.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Se les está quitando. Pónselo.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS .- Es una cosa, nada.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, hablando de magnitudes de esos proyectos sí.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS .- Lo sé.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero creo que cumple con los lineamientos sin ningún problema y realmente no es 100% que está aprovechando, es 100% que no se está manejando el gas dentro de la asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que es lo que dice ahí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que es lo que dice ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Estamos diciendo, bueno, están diciendo cosas diferentes. O sea, por un lado, el Comisionado Franco comenta que deberíamos de decir que el aprovechamiento es el 100%. Por otro lado, el Comisionado Martínez dice que es correcto lo que Pemex maneja que es el 98.1% dado que al final de cuentas sí se está digamos destruyendo, aunque sea en otra asignación, pero pertenece a Chocoma por el prorrateo. Entonces yo creo que sí tenemos en un momento dado ponernos de acuerdo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, creo que estamos de acuerdo en que el Programa de Aprovechamiento de Gas lo cumple y es lo que debe cumplir el proyecto para que pase. El tema, decía el Comisionado Néstor, hay que ver el tema operativo. Por eso, el tema operativo es que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en esta asignación petrolera no se quema gas, lo mandamos a otro lado y ese otro lado a lo mejor te debería de cobrar por tu manejo de gas, pero no decirte que porque recibió muchos volúmenes de otro lado te pasa a ti y te dice "Oye Chocol, tú quemas 2%". No, no quema 2% Chocol, se quema allá en Cunduacán. Lo que se tiene que ver es que a lo mejor sí viene más volumen de otra zona, a lo mejor no lo está cobrando, es otra cosa. Pero digamos desde el punto de vista de aprobación del proyecto lo que debe cumplir, cumple con la meta de aprovechamiento. Ahorita nos estamos metiendo más a detalles de tener más claro un diagnóstico de dónde sí hay oportunidad para aprovechar el gas y bueno, si ahorita se prorratea pues que se prorratee, pero es un proyecto que también es marginal que le están quitando el 2% de ese gas, aunque diga Bertha que es muy poquito, pues sí ayuda ¿no? Al rato si queman más gas ahí en Cunduacán porque viene una corriente mayor, aunque sea el prorrato no le vayas después cargar 3% acá, cuando acá no está quemando.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El problema habría que analizarlo, pero si los otros campos que llegan a Cunduacán 1 y 2 están en 98.1%, 98.5%, entonces van a quedar fuera si le sumamos este gas. Van a incumplir, siendo que, si consideramos lo que realmente corresponde sin fijarnos en cuestiones geográficas, los dos pasan. Pero yo no tengo la información de qué es lo que está sucediendo en Cunduacán 1 y 2. Por eso es el planteamiento de que si Petróleos Mexicanos lo quiere manejar así pues es correcto. O sea, 98.1% es lo que están planteando y eso posiblemente tenga alguna implicación para los otros campos, pero no sé si tengan la información. Y si no tienen ninguna implicación, yo no tendría ningún problema que pongan 100%. Pero ponerle 100% significaría que entonces pueden incumplir en otros y entonces nos van a decir, "oigan, nosotros les dijimos que no pusieran 100%, les dijimos que era 98.1%". Ese es el planteamiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y eso se nos complica porque esta discusión ya la tuvimos al interior, porque así están operando algunas otras asignaciones costa afuera. Es la misma situación. Por un lado, podemos identificar si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todo lo canalizamos al complejo, un centro de proceso que está quemando, pues si, ahí está identificado el nodo, las inversiones se tienen que realizar ahí, pero pues estamos condenando a la que recibe, a la que le toca quemar por cuestiones operativas de filosofía. Pero también entendemos que cuando evaluamos una asignación por separado, bueno, pues se puede dar este.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero cumple, lo dijo, sí cumple.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí cumple. Por favor ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Permítame un poquito nada más insistir porque todavía en las propias disposiciones ya lo prevén, ya lo contemplan. O sea, si se tiene que es a nivel de asignación y la propia fórmula en uno de sus términos lo leo textual dice que “el gas natural asociado adicional no producido en el área de asignación”. O sea, ya se tiene un rubro dentro de la fórmula para ver o se prevé en estos casos cuando un área se puede ver afectado por que un tercero le esté adicionando gas, lo cual podría ser en detrimento en la meta de aprovechamiento de gas. Entonces ya lo prevé. El problema es que ahorita como se da operativamente están haciendo ese prorrateo que debería ser por asignación para poderlos identificar a manera de nodo y poder canalizar dónde es donde tendríamos el cuello de botella, si lo queremos saber ahí, que no se está aprovechando el gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Entonces la propuesta es?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sería 100% de lo que se está teniendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 100%, o sea, ¿lo que traemos aquí?

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, como lo presentaron por asignación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y que quedara en que cumple, o sea, sí se aprovecha.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, está cumpliendo. Ok, entonces como lo traemos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces el planteamiento es que la asignación tiene un 100% de aprovechamiento de gas de acuerdo con el análisis de ustedes.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero Pemex dice que no, que es 98.1%, que es mi planteamiento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Puedo?

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Supón doctor que te dijera que esta asignación quema 5%. Pero si manda todo hasta allá, allá es donde le proratea y le regresa el 5% y estaríamos condenando un proyecto de una asignación petrolera que realmente lo que hace es transferir todo el gas a otro lado. Si les decimos, ah, bueno, no cumple. Entonces hazme unas obras para aprovechamiento de gas aquí en la asignación, estaríamos generando pues creo que un gasto adicional al proyecto. O sea, sí lo hacen. En general en todas las discusiones sí cumple con la meta de aprovechamiento, aunque ahorita se proratee en una zona donde no quema nada, se quema en otro lado y le toca y le dice te toca casi el 2%.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría retomar un poquito el comentario del ingeniero Daniel, jefe de la Unidad de Extracción. Imaginemos varias asignaciones que no tienen instalaciones de proceso y toda la tienen que mandar a una tercera. Esa tercera finalmente también tiene su producción de gas y tiene que cumplir por los lineamientos con el porcentaje de aprovechamiento. Si a todas las asignaciones alrededor



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

decimos que cumplen al 100% porque dentro de la asignación geográfica no existe procesamiento de gas, entonces lo que va a suceder es que el que va a procesar va a estar afectado, porque le voy a sumar todo el gas que tengo que quemar por fuerza en la instalación y que no le corresponde a él, entonces va a esta de incumplimiento. ¿Sí? Ese es el punto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahora, si dijéramos tú prorratéale todo, dale su pedacito a cada asignación y tú ya quedas bien, de todos modos, en general todos van a quemar 2%, 2%, 2% y ahí no se ve la oportunidad de que en donde quemas mucho, a pesar de darle 100% a todos los demás donde no queman en la operación, ahí es donde requieres hacer la obra, donde requiere hacer las inversiones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por cuestiones de operación no hay la posibilidad en las instalaciones de Pemex de ir al 100%. Entonces lo más adecuado sería prorratar entre todos los que están produciendo y así lo hemos estado viendo. Si no lo hacemos así, entonces podemos llegar a un incumplimiento en el lugar o en la asignación donde se procesa y eso generaría pues una solicitud a ese operador, que en este caso son los mismos, Petróleos Mexicanos, de que haga una obra para que pueda llegar al 98.1% y no le va a ser conveniente como proyecto. Entonces lo que les va a decir a los que están alrededor, ¿saben qué? Ya no recibo su gas. No me es conveniente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Nada más para complementar ahí. En ese caso también las propias disposiciones en su artículo 15 permiten en algún momento cambiar lo que es la meta o el plazo para el cumplimiento. Si es por condiciones técnicas-económicas no pudieran dar el cumplimiento a la meta del 98%, podrían presentar la justificación técnica que no es viable y se tendría que analizar a la Comisión para ver si en algún momento o se cambia el plazo de cumplimiento o se disminuye la meta de aprovechamiento, pero ya sería en esa asignación focal donde se estaría viendo el caso en específico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, aquí nada más.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- No, por favor Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más la cuestión operativa. Es que en ese caso finalmente le estamos asignando el problema al otro, eso es lo que yo estoy planteando, que cada quien debería tener el aprovechamiento que le corresponde. No porque no esté quemando gas en su asignación no quiere decir que está aprovechando al 100%, ese es el punto. Es una cuestión de lógica de ingeniería, pero todo se puede arreglar, nada más la cuestión es de que definan cómo. Pero el punto aquí es que Petróleos Mexicanos nos está diciendo, oigan, él es el que está operando y dice: "Oigan, no me vayan a considerar el 100%, es 98.1". Yo estoy a gusto con el 100% o con el 98.1%, realmente no es una discusión de gran relevancia. Pero si el operador nos dice 98.1% y nosotros decimos no, va a ser el 100%, que ese es el lanzamiento, eso es lo que está comentando aquí la doctora Porres, es la diferencia en la discusión, pues eso es lo que tenemos que definir nada más, ¿no? Y yo me voy con el 98.1% y no porque me guste, a mí me gustaría que aprovecharan el 100%, pero de acuerdo con esta cuestión operativa pues no sé, lo discutieron bastante y llegaron a esas conclusiones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. A ver, tenemos varios comentarios. Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una confusión de tipo legal. Creo que estamos en una definición. O sea, yo estoy obligado a que el 98% del gas que se produce en esa asignación sea aprovechado o estoy obligado a que dentro de esa asignación el gas que produce sea aprovechado al 98%. Son dos cosas diferentes. Uno es hablo dentro de la asignación y otro es el gas que se produce en de esa asignación. Si yo tengo una asignación que tiene 100% pero no tengo manera de transportarlo, no tengo manera de procesarlo y en la siguiente asignación tienen una eficiencia de 96%, pues entonces debo yo cargar con ese costo porque es mi gas que se los encomendé para que ellos lo transportarán o lo procesaran, porque es mi gas. ¿Entonces de qué estamos hablando en la meta, del gas de esa asignación o del gas dentro de esa asignación? O sea, no es lo mismo, por eso tenemos este debate. ¿Entonces qué dice la ley exactamente, el gas de la asignación o el gas dentro de la asignación?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cuando desarrollamos los lineamientos para el aprovechamiento de gas suponíamos que todas las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignaciones iban a tener la posibilidad de procesar, cosa que no es real para todos los casos. Mi interpretación sería que lo que estamos revisando es el aprovechamiento del gas que se produce en la asignación, sea que lo procesemos ahí adentro o no lo procesemos ahí adentro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces lo que están haciendo es totalmente correcto, porque en realidad en la asignación que lo procesa o que lo transporta da 98%. Entonces como es mi gas, yo tengo que cargar con eso. Dentro de mí asignación no lo estoy quemando ni lo estoy venteando ni nada, pero es mi gas el que está ahí que se pasó a la otra. La otra no tiene por qué cargar con eso porque él está procesando mi gas con una eficiencia del 98%.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor abogado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Tengo, tengo que.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Quedó con ganas de decir algo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Hay una asignación que no está quemando y está mandando cierto gas a esta planta Cunduacán. Puede llegar otra asignación, varias corrientes de producción de diferentes asignaciones y campos. Si llega a esta planta y esta planta tiene una eficiencia de procesar 96% y tiene la obligación de llegar al 98%, ese volumen de gas tenemos que hacer la evaluación económica que decía Julio, ver si en esta zona puedo llegar a un aprovechamiento del 98%, sino se cambia la meta, si es rentable, si se puede hacer infraestructura. Pero aquí te estoy diciendo que proceso 96% y quiero llegar a 98%. Al momento en que yo diga, "no, no, espérame, pero es que aquí estoy el 96% porque vienen de estas asignaciones cachitos que te debería de dar para que tú cargues con tu quema". Entonces ya ésta la subo así por nada más lápiz y prorratio a más del 98% y ya digo, "no, no necesito hacer ninguna obra, ningún análisis, no hago nada porque pues yo estoy procesando al 98%, ya le di su cachito de gas a todas las demás". Y yo lo que digo es sí pasa el plan, no tiene ningún problema, pero si llegan muchas corrientes y aquí estoy al 96% y puedo hacer inversiones de tal manera que aproveche todo eso en lugar de andarlo lapiceando o prorratioando, puedo generar una oportunidad de hacer un proyecto. Esa es la que yo digo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si quieren, sí, a ver, por favor abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- ¿No quiere?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que va a ser como chiste local, ¿no? La versión 1.0 y la versión 2.0. La versión 1.0 de los lineamientos de quema y venteo gas veía a Petróleos Mexicanos, era el único operador, y veía una meta de aprovechamiento de gas general. Todos los campos, todo Pemex. ¿Eso qué significaba en esos lineamientos? Que podía haber algunos pequeñitos que podían tener un aprovechamiento de gas muy bajito, mucho, muy bajo. Pero comparado cuando se hacía en la suma pues cumplía. Igual que lo hacíamos con las reservas, eso también era nuestra versión 1.0.

La versión 2.0 migró a ya no estar viendo el aprovechamiento en una forma global, sino hacerlo por asignación. ¿Sí? Ese es nuestro estatus actual. Tuvimos que hacerlo para entonces empujar a que todas las asignaciones cumplieran con la meta de aprovechamiento y también dejar la posibilidad que una empresa operadora en el 90% de las asignaciones cumple y a lo mejor en 10% no cumple. Fue bueno para el operador, pero también fue bueno para el regulador porque de alguna forma tiene un mayor control. Entonces esa es nuestra versión 2.0 de los lineamientos y lo que plantea es que tenemos que verlo por asignación. Si la asignación tiene que enviar su gas a otro lugar y es un comercializador vamos a decir pues diríamos es 100% y no afecta que el comercializador pues no utilice el total del gas. Pero sí es una estación de compresión en donde hay llegada de otras asignaciones, finalmente vamos a tergiversar toda la información y vamos a achacarle a una tercera asignación o una cuarta asignación el gas que viene de otra. Ese es el punto.

Pero totalmente de acuerdo con que lo que deberíamos de buscar es que se dé el mayor porcentaje de aprovechamiento de gas y voy al ejemplo del Comisionado Franco. Dice si en la Estación Cunduacán, estoy poniendo ejemplos, no es cierto lo que estoy diciendo, eh. Pero supongamos que en la Estación de Compresión Cunduacán 1 el aprovechamiento de gas es 50% para hacerlo drástico, y además yo voy a mandar el gas a esa asignación, yo no puedo decir que estoy aprovechando el 100% porque allá lo están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

quemando. Y entonces lo que tendría que hacer esta asignación es buscar la forma de que hagan inversiones allá o mandarlo a otro lugar para aprovechar el 98.1%.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada. Si, bueno, digamos lo que menciona el Comisionado Franco me parece que tiene mucho sentido técnico y económico, al menos desde nuestra perspectiva. Sin embargo, y salvo lo que me complementa el abogado Gamboa, me parece que coincidimos con la postura del Comisionado Néstor en el sentido de que es el operador quien nos está dando esta cifra y además es una cifra que cumple con los requisitos de aprovechamiento de gas natural. Caso distinto sería que no cumpliera, ahí podríamos hacer dos cosas, ¿no? La primera pues simplemente no aprobarlo o bien aprobarle una meta distinta si es que también el operador nos lo hubiera solicitado de esa forma con base en los Lineamientos de Aprovechamiento de Gas Natural y bueno, en este caso no tendría que justificar técnicamente por qué esa meta distinta es la que tendríamos que estar aprobando. Pero en este caso dado que es el operador quien nos da esta cifra y esta cifra cumple además con esa meta, no tendríamos jurídicamente por qué siguiendo una meta superior si estamos al supuesto de cumplimiento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, no entendí esta parte, pero desde el inicio dijimos que esto cumple. Estamos hablando de otros casos de negocio, de operación, de si se prorratea o no, es otra cosa, ¡eh! Habíamos dicho que ya cumplía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Quieres comentar algo? ¿No? Entonces lo dejamos la discusión y en este caso cumple y lo que vamos a considerar es el 98.1% que está diciendo el operador. ¿Correcto? O sea, ¿sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Digo, ya voy a usar un término que en realidad es de los abogados porque se tiene que entonces aprobar en los términos presentados por el operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, exacto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si es en los términos presentados, es el 98.1% y lo que tenemos un área de oportunidad es en el seguimiento, ver que cuando estemos viendo los reportes trimestrales que estén presentando si detectamos que es mayor al 98% se estaría modificando en su momento la meta si es que así se dispone. Y si no también hay que ver por qué en otro caso, digo, voy a hacer una semejanza, el típico fee que se cobra por la infraestructura compartida. Ahí se le está cargando ya el proceso y se le está penalizando en algún momento económicamente por ocupar esa infraestructura y él tendría que, aparte de ese fee en algún momento por infraestructura compartida, dar una adicional para incrementar su instalación. Digo, ese es otro tema, pero es una analogía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin embargo, ingeniero creo que en este caso sí se consideró en la evaluación económica, se le descontó ese 2%. Entonces digamos así se evaluó el proyecto. ¿Verdad? OK, vamos para adelante. Por favor ingeniera.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTIES.- Continuando con la presentación. Parte del análisis técnico es verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, específicamente del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores. En el primer rubro, en el artículo 44, estamos verificando que la tecnología y el plan de producción permiten una maximización del factor de recuperación y que el programa de aprovechamiento, como comentaban los Comisionados y los mecanismos de medición, se realicen conforme a las disposiciones de aprovechamiento de gas y los lineamientos técnicos de medición respectivamente. Conforme al artículo 39, verificamos que se aceleró el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, se elevó el factor de recuperación, la reposición de reservas de hidrocarburos y se promovió el desarrollo de las actividades de exploración y extracción. La que sigue por favor.

Dentro de las recomendaciones y conclusiones que llegó el equipo técnico fue que PEP debiese establecer un proceso de seguimiento respecto del avance del contacto agua-aceite. En ese mismo sentido se debe de generar un modelado dinámico del yacimiento para pronosticar el avance del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mismo. Y, por otra parte, derivado de que el pozo Chocol-3 está en función del Chocol-2 y de la rentabilidad del proyecto, PEP deberá presentar los reportes pertinentes a la Comisión para dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo. Cabe destacar que la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información presentada el plan requerirá una modificación. Por mi parte sería todo Comisionada y le regreso la palabra.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, no sé si tengan algún otro comentario.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, yo tengo un comentario con respecto a una gráfica en donde se identifica el tipo de empuje en el yacimiento. Maestra Jamit, se ve que hay ahí unos puntos. No sé si la tengan ahí, el reporte sí lo tenemos. Se observa que en la gráfica que Chocol pues tiene solamente expansión roca-fluidos que es de los peores. ¿No? Ahí está, son los dos últimos puntos que tenemos acá arriba. Aquí lo tengo, sí. Adelante Julio, tú si quieres muévele. Tenemos tres puntos nada más, cuando inició la presión inicial y dos puntos pues muy pegados. Lo que se está observando es que la presión está cayendo mucho, muy rápido y hay muy poquito volumen recuperado. Estamos viendo que de acuerdo con esta gráfica que ustedes plantean que la tiene Thakur en su libro, esa la vimos desde que yo estaba en la escuela en los años 70, no ha cambiado. Sigue vigente y va a seguir vigente.

Tenemos un comportamiento de expansión roca-fluidos y seguramente y ya también lo comentó el Comisionado Franco. El proyecto pudiera generar mucha mayor rentabilidad si generamos, le inyectamos algo al yacimiento de tal forma que la caída de presión no sea tan fuerte y eso va a generar un factor de recuperación mayor. Entonces hay muchas áreas de oportunidad todavía en este yacimiento, además de los pozos que están planteando perforar. Desafortunadamente Chocol no es de los grandes, quisiéramos tener grandes yacimientos, pero aun así hay muchas áreas de oportunidad y tenemos que irlo visualizando en el tiempo para ir haciendo las propuestas. Una cuestión es que el operador tiene que hacerlo y lo hace, ese es su trabajo, pero también nosotros ir visualizando el cómo se den las cosas y con el conocimiento que estamos generando de los demás operadores, de los demás yacimientos, de la tecnología que está dándose,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues dar nuestros puntos de vista. Al final ellos son los que deciden, ellos son los que operan, pero se ve que hay mucha área de oportunidad. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria, nos podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.68.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05.

ACUERDO CNH.E.68.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05..



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias Comisionada, Comisionados. Quisiera presentarles el Programa Provisional del área contractual 10 de la Ronda 2.2. El 8 de diciembre del 2017 se firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos CNH-R02-L02-A10.CS/2017 bajo la modalidad de licencia en yacimientos convencionales terrestres correspondientes al área contractual 10 de la licitación 2 de la Ronda 2. El contratista es Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. y es un contrato con una vigencia de 30 años a partir de la fecha efectiva.

El área contractual tiene actualmente cuatro campos petroleros clasificados como de gas no asociado productores de gas y condensado. Sin embargo, en octubre del 2018 sólo tres pozos se encontraban en operación. El 1 de octubre de 2018 el contratista presentó la actualización de su Programa Provisional para el periodo diciembre 2018 a diciembre 2019 con el objetivo principal de asegurar la continuidad de las actividades de extracción de los pozos que actualmente se encuentran en operación. Con la venia de la Comisionada Porres, me gustaría solicitar al maestro León Daniel Mena, Titular de la Unidad Técnica de Extracción, exponer el análisis que ha realizado a esta solicitud.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias Comisionada. Comisionados, con su venia. Me permito presentar la actualización al Programa Provisional. Antes un pequeño agradecimiento por la oportunidad que nos han dado de que presenten algunos Directores de Área del día de hoy. Elvis Eduard Fragoso Rivera y Lourdes Jamit Senties fueron pues los que se atreven a presentar un proyecto obviamente con la preparación y el apoyo por supuesto también de los operadores con los que se interactúa para presentarlos. Muchas gracias por la oportunidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y además lo hicieron exacto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Que bueno. Sobre la actualización del Programa Provisional CNH-R02-L02-A10.CS/2017 de la empresa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. La relación cronológica es el 1 de octubre la empresa presentó la solicitud para aprobación de esta actualización del Programa Provisional. El 13 de este mismo mes la Comisión emite la prevención de información faltante, la cual es atendida el 25 del mes de octubre y, como podrán ver, ha sido un periodo prácticamente de dos meses para llegar a la presentación ante el Órgano de Gobierno.

Con relación a la descripción del área contractual, el Comisionado ponente nos hizo el favor de dar algunos de los datos genéricos. No los voy a repetir, vale la pena resaltar solamente que son cuatro campos Acahual, Acachú, Güiro y Viche y que efectivamente son tres pozos los que están operando. Actualmente el área produce 1.8 millones de pies cúbicos por día y precisamente lo que se busca es darle continuidad y están previendo evaluar algunas oportunidades. Esta área contractual está a 8 km de Ciudad Pemex cerca de Macuspana, Tabasco. El objetivo de la actualización es extraer (gas) seco de las formaciones Amate Superior, Inferior y Caliza Macuspana que son del Mioceno, del Plioceno y que se encuentran a unas profundidades aproximadamente de 1,500 metros verticales más o menos.

Se tiene previsto en este periodo efectuar una reparación menor que es al pozo Viche-3A y evaluar el sistema artificial. Pemex operaba, vale la pena



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mencionarlo, utilizando el motocompresor a boca de pozo que es una de las prácticas aceptadas y comunes para el área y para el tipo de yacimiento. La inversión prevista pues es de 1 millón de dólares y con eso se espera recuperar un total de 0.709 miles de millones de pies cúbicos de gas. Aunque no se ve muy claramente, esta es el área contractual y los campos que mencioné y lo que señalo en pantalla es Viche en la parte superior, luego está Güiro, Acachú que es este y el que está más hacia abajo es Acahual. La producción proviene actualmente de Viche y Acahual.

El objetivo de la actualización se mencionó por parte del ponente se busca dar la continuidad operativa. Este es el cronograma de las principales actividades. Yo sólo quiero resaltar que se tiene previsto la implementación, prueba de sistemas artificiales de producción, están analizando. No está considerado desde el 2018 porque hay precisamente un contrato que está en proceso para hacer este análisis de sistemas artificiales, pero esperan iniciar prácticamente el año 2019 con la implementación. Destaco que también se van a llevar a cabo aforos a boca de pozos. Ya se realizó la prueba de incremento. Se prevén dos cromatografías para el gas, dos por mes y la parte de la reparación menor del Viche-3A.

En la siguiente gráfica se muestra la historia de producción, aquí es interesante. El programa vigente es la línea amarilla y, como se puede observar, la producción de gas del campo Viche pues está más o menos acorde a lo que se tenía previsto. Sin embargo, se hizo una reactivación, una limpieza de aparejo del pozo Acahual-1 y con eso, que es la parte en rojo más claro, se obtuvo una producción que nos lleva al dato que mencionaba de 1.8 millones de pies cúbicos por día. Entonces lo que se prevé en esta actualización a su Programa Provisional es considerar la producción de los dos campos y este es el periodo de pues 15 meses realmente, porque todavía le quedan tres de lo que tenían previsto en el vigente y más los 12 de la actualización. Entonces ese sería el pronóstico de producción de gas para los dos campos.

Con respecto al punto de medición, siempre es importante hacer referencia de cómo se espera manejar la producción. Esos son los tres puntos provisionales que se tienen aprobados. El primero es en la línea de descarga de la instalación de Viche-} 1. El segundo punto provisional a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

llegada de la Estación Recolección Bitzal, en este momento pues está fuera de operación, y el tercer punto es las líneas provisionales de descargas de Acahual 1. Entonces la producción del gas se envía a las Estaciones de Recolección Bitzal Cobo y de ahí a la Central de Distribución de Gas José Colomo. Y por el otro lado, la producción de Acahual se manda a la Estación de Recolección Tepetitán y de ahí ambas confluyen hacia el Centro de Proceso de Ciudad Pemex, que es donde se aplica la metodología del séptimo transitorio que son medidores de placa de orificio.

Con respecto a las inversiones, mencionaba que es de 1,010,245 dólares. El monto principal está en la subactividad general y se compone básicamente de temas como la inspección y el mantenimiento de ductos, la implementación del sistema artificial, etc. Y lo demás pues lo veíamos en el cronograma, las pruebas de producción, la parte de ingeniería de yacimientos y la operación propia de las instalaciones de producción.

Con la información que nos presentan pues se visualiza un esquema de evaluación acorde al área. Se tiene considerado incrementar el factor de 44.1% a 45.3% que es 1.2% en estos 15 meses que menciono. El Programa de Inversiones del orden del millón de dólares es acorde con las actividades de continuidad y la reparación de pozos. El área contractual es de gas seco, lo mencionamos en un inicio, por lo que se plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido. Y, como ya vimos, el punto de medición ya fue aprobado y es el esquema que anteriormente presenté. Entonces cumple con la normatividad aplicable tanto para lo que marca el artículo 39 de la LORCME, las cláusulas del contrato y el artículo y anexo VI de los Lineamientos de Planes que básicamente pues es promover las actividades de extracción, elevar el factor de recuperación, utilizar la tecnología más adecuada para el área en este caso de gas seco en esta área de Macuspana, Tabasco, dar continuidad operativa y procurar el aprovechamiento de gas, así como el cumplimiento del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Entonces por mi parte pues es un resumen de este plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quería señalar no solamente se le está dando continuidad a la operación, sino en realidad se está incrementando la producción. Si ven la gráfica esa van a ver que hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un crecimiento como del 20% en lo que se está produciendo. Creo que es un buen plan. Yo les pediría que lo aprobaran.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo también me sumo al comentario del doctor Moreira en el sentido de que se ve que es un plan que ya está incluyendo el desarrollo de tecnologías, poner compresores a boca de pozo, todo está muy bien. Pero tengo una duda con el campo Viche o con el yacimiento Viche. Tal como lo plantearon ahí en el mapa de ubicación como que queda fuera del área contractual.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ahorita la configuración estructural que se tiene es esa, aunque los pozos que están productores están al sureste de la configuración y se prevé que no hay una continuidad del yacimiento. De hecho, por eso tiene la prueba de presión para ver hasta dónde es la distancia que están llegando estos pozos en su área de drene. Eso sí se cuestionó.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, hay la posibilidad que eso no sea cierto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Que no sea cierto. De hecho, esa configuración estructural que están proyectando es la que se tenía anteriormente. Seguramente se plasmó para ilustrarlo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo sí tengo un comentario. Independientemente que, digamos, que todavía no tienen la configuración definitiva, sí habría la posibilidad que saliera del área contractual.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. O sea, todavía no sabe a ciencia cierta hasta tener los estudios por parte del contratista para definirlo. En su caso, iniciará los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procedimientos administrativos que sean necesarios en el caso que el área de extracción pase del área contractual que tiene asignada el contratista.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y se hace el comentario por parte de nosotros en el dictamen?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, ahorita no lo tenemos. Si quiere lo podemos agregar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo creo que sí valdría la pena porque cuando hay la sospecha, así dicen los Lineamientos de Unificación por parte de SENER, que, si existe la sospecha de una posible, digamos un yacimiento compartido, que se tiene que dar aviso a la Secretaría de Energía. Y no sé quién sería, si hay un vecino hacia la parte norte.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Están las asignaciones campo José Colón, pero habría que revisar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Hacia el norte?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- En la parte norte no se tiene ahorita asignatario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hacia el norte. Bueno, tendría que ser al Estado independientemente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Digo, lo podemos comprobar un poco con lo que se tenía en el Plan de Evaluación donde sí las actividades estaban encaminadas precisamente para ver eso, pero lo podemos poner también aquí en cuestión de que en caso dado que las propias actividades del Plan Provisional contemplen que se tiene la extensión del yacimiento, se tenga que dar aviso y se dé el procedimiento administrativo necesario. Porque recordemos que este está en tres planes a la vez, tenemos el plan de evaluación que está corriendo junto con el Plan Provisional más el Plan de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿el Plan de Evaluación también está en Viche?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí. Si, de hecho, son donde tienen, precisamente para eso se tenía una parte del reprocesamiento. Pero lo podemos agregar sin ningún problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, pero sí valdría la pena. ¿Algún otro comentario? Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.68.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la actualización del Programa Provisional asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.68.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 fracción XIII y último párrafo de este artículo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la actualización del Programa Provisional presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. respecto del Área Contractual 10, correspondiente al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para que resuelva las solicitudes de los contratistas o asignatarios para entregar o allegarse de información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de exploración y extracción, conforme al artículo 32 de la Ley 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 Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados, Secretaria Ejecutiva, muy buenas tardes. Vamos a poner a su consideración un proyecto de acuerdo que fue diseñado tanto por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos como por la Unidad Jurídica y que pretende solventar o dar respuesta a ciertos trámites que han presentado diversos sujetos regulados en torno a la información que se menciona en el artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos. Para mayor abundamiento del tema, si ustedes me lo permiten, le pasaría la palabra al licenciado Claudio Galindo, Director General Adjunto de la Dirección General de Regulación y Consulta.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, LICENCIADO CLAUDIO GALINDO MONTELOGO.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Bueno, el presente acuerdo se deriva de la necesidad por parte de los operadores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petroleros de compartir la información en los siguientes supuestos. Primero, en la seguridad operativa y en la prevención de accidentes. Segundo, en las áreas adyacentes pensando en una posible unificación. El tercero es por la similitud de las características geológicas y el último es por datos de zonas cercanas que faciliten el entendimiento del subsuelo a falta de información en el área de estudio.

Para esta situación, debemos remitirnos – como ya lo dijo el Titular de la Unidad Jurídica – al artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos, el cual refiere que la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y en general la que se obtenga de las actividades, entre otras, de la exploración y extracción de hidrocarburos pertenece a la Nación. A la CNH pues se corresponde el acopio, el resguardo, el uso, la administración, la actualización y la publicación de esta información por medio del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Dentro del mismo artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos se señala que se requiere del consentimiento previo de esta Comisión para que un operador pueda publicar, entregar o allegarse de esta información.

Esta atribución de la Comisión para dar su consentimiento se encuentra la vez regulada dentro del propio Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y se refiere en su artículo 13, fracción quinta, inciso a), donde dice que el Órgano de Gobierno tendrá, entre otras facultades, la de resolver las solicitudes respecto de la publicación, entrega u obtención de información a que se refiere el artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos. Por lo tanto, lo que estamos buscando, es decir el objeto del presente acuerdo, es instruir al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para que por conducto de la Dirección General de Administración del propio Centro resuelva las solicitudes que los operadores petroleros presenten para poder entregar o allegarse de la información referente a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Y, en segundo término, presentar ante este Órgano de Gobierno un informe trimestral con los casos en que se haya otorgado el consentimiento. El beneficio que estamos buscando con el presente acuerdo de instrucción es atender con mayor agilidad la necesidad que tienen los operadores de compartir o de allegarse de la información generada relativa a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. No sé si tengan alguna duda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿alguna duda? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Debo entender que cuando suceda esto ustedes se van a referir a las cuatro primeros necesidades que manifestaron en la primera pantalla. Es decir, tuvimos que hacer porque hay estas áreas adyacentes, aquí está, la información pasó del contratista A al contratista B por esta necesidad. O sea, va a haber una justificación muy clara en términos de esto.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, LICENCIADO CLAUDIO GALINDO MONTELOGO.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.68.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, III, y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracción XIII, 19, fracción XIV, 21, fracción XXVI y 34 fracción IX, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió el Acuerdo por el que se instruye al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para que, por conducto de su Dirección General de Administración, resuelva las solicitudes de los contratistas o asignatarios para entregar o allegarse de información que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de exploración y extracción, conforme al artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:50 horas del día 29 de noviembre de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Sexagésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva