



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

TERCERA SESIÓN ORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:08 horas del día 28 de febrero del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 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 Hernandez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Tercera Sesión Ordinaria de 2019 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 220.0084/2019, entregado a los Comisionados el 25 de febrero de 2019, 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.

Con fundamento en el artículo 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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

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

M
C.
J



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A1/2015.
- II.2 Designación de Coordinador del Comité Licitatorio de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.
- II.3 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la interpretación, para efectos administrativos, de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.
- II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informe sobre los avances de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.
- III.2 Informe de solicitudes para asistir a foros y eventos públicos, autorizados mediante el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales

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 Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A1/2015.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez en su carácter 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.- Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias Comisionada, compañeros Comisionados. Quisiera presentarles para su análisis la modificación al Plan de Desarrollo del área 1 de la Ronda 1.3 Barcodón. Es digamos un buen desarrollo, lo van a ver ustedes ahorita. El 10 de mayo del 2016 el contratista Diabaz Offshore, S.A.P.I. de C.V firmó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos terrestres bajo la modalidad de licencia correspondiente al área contractual 1 de la tercera licitación de la Ronda 1. El área contractual se localiza en el municipio de Altamira en el Estado de Tamaulipas con una superficie de 10.95 km². La producción en el área contractual a diciembre del 2018 fue de 247 barriles diarios de aceite y 145,000 pies cúbicos diarios de gas. El 21 de septiembre del 2018 el contratista solicitó a esta Comisión aprobación para una modificación sustancial a su Plan de Desarrollo aprobado. Esta modificación se fundamenta principalmente en el desarrollo del yacimiento Agua Nueva recientemente evaluado y en actividades estratégicas para la extracción del potencial remanente de los yacimientos que han sido explotados por el anterior operador. Por último, con la venia de la Comisionada Porres, quiero solicitar al ingeniero Roberto Castro Galindo, Director Adjunto de la Unidad Técnica de Extracción, exponer el análisis realizado a esta solicitud.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castro.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Gracias doctor, doctora Comisionada, buenos días. Como lo comentó el doctor Moreira, traemos a su consideración la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del área 1 Barcodón. La siguiente por favor. Complementando lo que ya mencionó el doctor, el 7 de abril de 2017



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se presentó y se aprobaron los Planes de Evaluación y de Desarrollo que está vigente. El Plan de Evaluación duró un año, terminó sus actividades el 25 de abril del 2018. La modificación se justifica por la conclusión y los resultados de las actividades previstas en el Plan de Evaluación, además que el operador plantea mayor actividad física para incrementar la extracción de hidrocarburos y, por último, en cumplimiento de la resolución CNH.E.54.001/16. La siguiente por favor.

En la relación cronológica, como ya se mencionó, la solicitud de la modificación al plan se ingresó al 21 de septiembre del 2018. Se previno de información el 12 de octubre del 2018. El operador la atendió el 6 de noviembre del 2018 y se declaró suficiencia de información el 28 de noviembre del 2018. En ese lapso de tiempo se pidió la opinión a Secretaría de Economía en relación al contenido nacional y la transferencia tecnológica y ASEA por el Sistema de Administración de Riesgos. Existieron dos alcances en noviembre y diciembre, los cuales se generaron por aclaraciones sobre el presupuesto y ciertas implicaciones que tenía con el contenido nacional. El presente análisis se está presentando un mes antes de la fecha límite del vencimiento del proceso. La siguiente por favor.

¿Cuáles son los objetivos de esta modificación? Son continuar con la operación de pozos productores, maximizar la recuperación de hidrocarburos y utilizar la infraestructura existente para uso eficiente de los recursos a través de perforación de 17 pozos, 4 reparaciones mayores y toma de información, dando un total de egresos de 74 millones de dólares y lo cual desembocaría en recuperar un total de 10.35 millones de barriles y 8.8 mil millones de pies cúbicos de gas. Cabe mencionar que el campo ha producido tradicionalmente en dos formaciones: Tamaulipas Superior y Tamaulipas Inferior. Con las actividades de Evaluación, el operador evaluó estas dos formaciones y además la formación Agua Nueva que es un carbonato arcilloso de baja porosidad, de baja permeabilidad. Esta formación ya había sido identificada por el anterior operador. Por lo tanto, esta modificación incluye la continuidad operativa o la continuidad de producción de las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior y el desarrollo de Agua Nueva. La siguiente por favor.

Con relación a las generalidades, este campo, el tipo de fluido en este yacimiento es aceite y gas disuelto. Tiene 15 pozos productores. El campo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es maduro, se descubrió en 1959 y la densidad del aceite es de 19 para Tamaulipas Superior e Inferior y 16 para Agua Nueva. La siguiente por favor. Con relación a la tecnología y el plan para maximizar el factor de recuperación, en esta lámina estamos viendo el volumen original para aceite y para gas. En el 2015 el volumen de aceite fue de 165 millones de barriles considerando solo las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior. En el 2019 se incrementó a 312, considerando o agregando la formación Agua Nueva y lo mismo estamos viendo para el volumen original del gas. En el 2015 se tenía un valor de 48,000 millones de pies cúbicos de gas y en el 2019 son 110,000 millones de pies cúbicos.

El plan mostró tres alternativas para desarrollar el campo. La primera de ellas contempla 17 perforaciones, 4 reparaciones mayores, los pozos a perforar son tipo vertical y el volumen a recuperar de aceite es de 4.5 millones de barriles. En la alternativa 12 tiene la misma actividad 17 perforaciones, 4 mayores y el tipo de pozo es altamente desviado u horizontal como se puede ver en la lámina. La recuperación de aceite son 9 millones de barriles y se presenta una tercera alternativa que es igual a la 2 pero están agregando la implementación del sistema de bombeo neumático. Esta última alternativa acumula 10.3 millones de barriles y es la alternativa seleccionada. La siguiente por favor.

En esta lámina estamos viendo los perfiles de producción para estas tres alternativas. En color gris vemos la alternativa 1 con pozos verticales. La alternativa 2 está en color amarillo con pozos horizontales sin bombeo neumático y la alternativa 3 que fue la seleccionada tiene el bombeo neumático y se ve un incremento, un pico un poquito más alto respecto a la alternativa 2 asociado a la mayor extracción que se puede obtener de los pozos por la implementación del sistema de bombeo de producción.

Si te regresas a la anterior, por favor. Gracias. Tengo que mencionar aquí que las actividades de perforación se realizarán en el primer año. Se va a hacer una perforación, se harán cuatro reparaciones mayores, habrá un lapso de tiempo donde se harán trabajos sobre la infraestructura. Van a colocar un separador bifásico, van a construir/adecuar la infraestructura para el aprovechamiento de gas y ya en el siguiente año perforarían 11 pozos más y posteriormente 5 pozos más. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí estamos mostrando el perfil de producción de aceite. En la línea roja vemos el perfil asociado al plan vigente. En la línea sombreada de color verde oscuro vemos el perfil para la modificación, la cual acomodaría en el periodo 2019-2041 13.3 millones de barriles para una Np de 22.46 millones de barriles. La siguiente por favor. Aquí estamos viendo el perfil de gas. Este acumularía en el periodo 2019-2041 8.8 mil millones de pies cúbicos para un Gp de 17.2 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Con relación al aprovechamiento de gas natural, el plan plantea aprovecharlo a través del autoconsumo por generación eléctrica, bombeo neumático y la transferencia a un tercero. La meta del 98% que establecen las disposiciones se alcanzaría en el año 2021. La siguiente por favor. Siguiendo. En cuanto a los mecanismos de medición, en esta lámina estamos viendo la situación actual del campo. Los pozos tienen una medición operacional, la producción en modo multifásico pasa a través de la Batería de Separación Barcodón que está fuera de servicio. El final de esta hay un punto de medición provisional para posteriormente pasar esta producción a la Batería de Separación Constituciones 1 y luego a la Central de Almacenamiento y Bombeo Tamaulipas. De ahí es enviado a la Terminal Marítima Madero donde existe un punto de medición donde se le aplica la metodología del séptimo transitorio. La siguiente por favor.

La condición futura que se plantea en esta modificación es continuar con la medición operacional de los pozos y colocar un separador bifásico de prueba, poner en funcionamiento un separador bifásico y los líquidos que se separen serán almacenados en tanques verticales donde se hará una medición de referencia, una medición estática. A la salida de estos tanques habrá una medición con un medidor tipo Coriolis para enviarla los líquidos a la Batería de Separación Constituciones 1 y a la Central de Almacenamiento y Bombeo Tamaulipas donde, a la salida de esta, habrá otro Coriolis donde será el punto de medición y posteriormente se enviará a la Terminal Marítima de Madero.

En cuanto al gas, una vez separado el gas se enviará a un compresor, a un compresor que habrá en la Batería de Separación Barcodón. A la salida de este compresor, habrá una medición de transferencia con un medidor ultrasónico y el gas se enviará posteriormente hasta Arenque. Como les comenté, parte de este gas será utilizado para operaciones de bombeo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

neumático como parte del aprovechamiento del gas. La siguiente por favor.

En el Programa de Inversiones, el total de la inversión son 74 millones de dólares. En la actividad petrolera de desarrollo está incluida la perforación de los pozos y la construcción de instalaciones. En la actividad de producción está incluido como mayor inversión la actividad general que contempla actividades como gestión de pozos, gastos administrativos del personal, Planes de Desarrollo, fluidos o servicios por laboratorio para análisis de fluidos, entre otros.

En cuanto a los flujos anuales del proyecto, se observa que al inicio de los dos primeros años hay flujos negativos para el contratista, después son flujos positivos. Este análisis que realizó la Comisión se hizo bajo los supuestos de producción de 11.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, un precio fijo de 60 dólares por barril, tasa de descuento del 10%, un tipo de cambio de 20 pesos por dólar y el valor de la regalía adicional es de 64.5%. La siguiente. Del valor de los hidrocarburos que es de 646 millones de dólares, a favor del Estado son 491 millones de dólares y como resultados para el contratista tiene un valor presente neto después de impuestos de 30 millones de dólares. La siguiente por favor.

En cumplimiento a los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos y 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se observa que la toma de información y el análisis de esta contribuye a caracterizar mejor los yacimientos y acelerar el conocimiento de las formaciones Tamaulipas Superior, Tamaulipas Inferior y Agua Nueva.

Comparado con las estimaciones del operador anterior, se recuperan adicionalmente 6.9 millones de barriles y 7.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y considerando que hay un incremento en el valor original, pues los factores de recuperación disminuyen. El de aceite baja a 7.2% y el de gas a 15.4%, pero se recupera más hidrocarburo. Las actividades de desarrollo en la formación Agua Nueva permiten incorporar 10.11 millones de barriles y 8.70 mil de millones de pies cúbicos de gas. La siguiente.

A través de la perforación y la reparación de pozos y la toma de información se promueve el desarrollo de actividades de exploración y de extracción y las tecnologías que utilizarán como pozos horizontales, estimulaciones,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caracterización de fracturas naturales, monitoreo de variables operativas, entre otras, contribuyen a la maximización en la recuperación de hidrocarburos. En cuanto al aprovechamiento de gas natural, el plan considera cumplir con la meta del 98% al año 2020 y se considera técnicamente viable las estrategias de medición del contratista.

Se revisó el cumplimiento de la normativa aplicable como son el cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, el 39 de la LORCME, las condiciones establecidas en el contrato y los Lineamientos de Planes y los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Con esto finalizo la presentación del análisis realizado. Le regreso la palabra al Comisionado ponente. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro Castro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera señalar dos cosas con respecto a esta aprobación. Uno es que es un área pues que ya tenía mucho tiempo desde los 50 y con estos estudios que sean hecho y con todo lo que se ha invertido se ha duplicado el volumen original y se ha incrementado la expectativa de lo que se va a obtener tanto de petróleo como de gas. Por otro lado, una buena noticia es que el gas que se ha medido hasta ahorita es solamente 80% metano, lo cual quiere decir que tiene un número importante de componentes digamos precursores petroquímicos. Y aunque no es una cantidad muy grande de gas, sí te da una buena señal para las áreas alrededor. Pudiera ser un área que pues se caracterizaría por tener más precursores petroquímicos que pueden tener otro uso. Entonces yo creo que es una buena noticia en el sentido de volver a áreas anteriores con otra nueva visión y hacer una reevaluación y esto ha teniendo resultados importantes en este plan. Entonces yo pediría que consideraran la aprobación de este Plan de Desarrollo modificado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Moreira. ¿Algún comentario Comisionados? Por favor Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Hay tres yacimientos Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva. Agua Nueva la acaban de descubrir, es lo que viene aquí en el dictamen. Agua Nueva acaba de ser descubierto en 2017 según



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo que nos pasaron. Los otros son muy viejos de 1959 y el planteamiento que nos trae el operador es tres alternativas. ¿Qué pasa con la recuperación secundaria y mejorada? Es una primera pregunta. Y lo otro es no me queda claro cuál es la diferencia entre la alternativa 2 y la alternativa 3. Si tienen la misma actividad física, ¿por qué tienen un comportamiento diferente en el gasto?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Hay comportamental distinto, hay un diferimiento de las actividades entre la alternativa 2 y la alternativa 3.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son las mismas actividades, diferidas las actividades.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Diferidas y adicionalmente en la alternativa 3 consideran la instalación del bombeo neumático, esa es la diferencia entre los perfiles de la alternativa 2 y la alternativa 3.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. ¿Y recuperación secundaria?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- De recuperación secundaria, no, el operador no contempla por el momento recuperación secundaria. Seguirá probando alternativas para la explotación de los yacimientos y de los pozos y bueno, tendrá que presentar conforme a los Lineamientos de Reservas sus primeros análisis en los tiempos establecidos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quiero enfatizar que la Comisión Nacional de Hidrocarburos evalúa los planes en función de las alternativas que presenta el operador. En este caso pues tiene tres alternativas y obvio la mejor es la 3, pero no quiere decir que sean las únicas alternativas posibles de implementar en estos tres yacimientos y que deberíamos de estar buscando que otras alternativas se pudieran presentar en el tiempo. Y ese mismo dicho en otros planes en el sentido de que con la información que tienen actualmente este pues puede ser mejor, pero definitivamente no es el que maximiza el valor de los hidrocarburos en ese contrato. Y entonces habrá que estar dándole un seguimiento al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollo de las actividades y de la producción y de las presiones para más adelante buscar otro plan que tenga una mejor rentabilidad que este. Este tiene rentabilidad, pero seguro debe haber otras alternativas que les den más rentabilidad y es obvio, no le podemos pedir que en Agua Nueva empiece a plantear proyecto de recuperación secundaria si todavía no lo conoce, pero en los anteriores que fueron descubiertos en 1959 pues posiblemente exista alguna tecnología por aplicar de recuperación secundaria y mejorada que incremente la rentabilidad y el valor económico para el Estado. Ahora, lo que estamos viendo aquí es la suma de todos los campos, de todos los yacimientos dentro del campo y finalmente ese sería la suma óptima de la mejor técnica de explotación para cada uno de los campos.

Y nosotros como que si deberíamos de verlo en detalle, aunque al final lo presentemos como lo tienen ustedes en donde tienen toda la suma. Pero no necesariamente todos los yacimientos tienen el pico en el mismo momento, entonces cuando lo presentan completo no se puede observar si eso es real. En otras palabras, todos los yacimientos que contienen este contrato deben optimizarse y la optimización pues cambia en el tiempo, porque están en diferentes etapas de explotación. Entonces creo que sería muy buena práctica que en los siguientes, cuando tengamos varios yacimientos que pertenecen a un solo contrato, podamos tener el desglose, aunque creo que no lo pedimos así al operador y no están tampoco obligados a hacerlo. Entonces bueno, si nosotros pudiéramos tenerlo sería muy bueno, pero si por cuestiones de los lineamientos no debemos o no podemos pedirlo, no lo pidamos. Tampoco se trata de que el operador tenga más trabajo. Pero la verdad es que la maximización del total del contrato es la maximización de cada uno de los yacimientos. Y aquí algo también que llama mucho la atención es que el yacimiento – ¿cuál es? Ya les digo cuál es – el Tamaulipas Inferior ese ya no lo van a tocar, ¿verdad? El desarrollo del yacimiento Tamaulipas Inferior ya queda fuera. Ese es el planteamiento del plan que nos trae.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Si me permite, un aspecto sobre ese yacimiento es los yacimientos tradicionales que son Tamaulipas Superior e Inferior ya producen alto corte de agua. Entonces lo que plantea el operador en el Plan de Desarrollo es analizar tecnologías que le permitan producir esos yacimientos con el agua y seguir



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con el desarrollo de la formación Agua Nueva, por lo que estaríamos pensando que nos presentaría una modificación del plan en cuanto encuentren más elementos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es muy importante. En el momento que puedan y que crean que sea conveniente pues que lo presenten. Gracias.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo quisiera complementar el comentario del Comisionado Néstor en el sentido de que hace una muy buena referencia de lo que se tiene que observar cuando se hace un análisis de yacimiento y concluye mencionando que efectivamente no está solicitado con todo este detalle. Y lo que quiero abundar es que sí tenemos identificado nosotros todas las variables cuando se presentan diferentes alternativas siempre buscando la mayor rentabilidad y hemos visto que pues parten primero de sus modelos estáticos para hacer una primera propuesta y luego hacen una variación de la actividad física, hacen pozos, intervenciones, reparaciones mayores, menores. También pueden ir variando la infraestructura superficial, si es necesario concluir alguna plataforma o ductos, si se está considerando un sistema de recuperación mejorada o secundaria y esto hace una riqueza en las alternativas que se van presentando. Entonces, pero cuidamos de no pedir de más de lo que está establecido y los nuevos planes vienen así, solamente mencionan presentar alternativas sin ser abundantes en cómo debe darse. Pero en la revisión nosotros sí cuidamos estos aspectos y nos acercamos para preguntar qué otros escenarios, qué otras consideraciones tomaron.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Por favor Comisionado Franco. Si, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias. Comentaba el doctor Moreira que este contrato, esta área contractual duplicó su volumen y creo que en una sesión pasada doctora tú comentabas que era necesario certificarlo. Yo creo que vale la pena por ahí hacer la certificación de reservas, no sé si ustedes saben si metió su información para certificar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la reservas en este proceso y sino, bueno, pues que dé un poco más de certeza. Porque aquí estamos aprobando un plan que aparentemente se ve muy bueno, pero no hay una certificación como la hay en otros de los campos que sí trae Petróleos Mexicanos o algún otro operador. Entonces nada más estar pendientes de ese volumen, ojalá y sea mucho más de lo que dicen. Pueden ir a la lámina 11 por favor. Esa es gas. Perdón, la 10. La 10 es donde está el perfil de aceite, esa. Esa producción que se ve ahí con esa rayita roja entiendo es la producción que es la que tenía en un plan pasado. No puede ser la real porque es 2020 ahí.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- No, es la producción asociada al plan vigente.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Al plan vigente. O sea, el que tienes actual aprobado es lo que ellos pensaban hacer. ¿Con cuántos pozos?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Son 15 pozos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿15 pozos te dan esa rayita roja?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Exactamente.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y esta rayita verde, ¿cuántos? Perdón, esa área verde, no la raya porque es la acumulada, sino el perfil de producción que va a ir desde 0.5 hasta 3.5.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Cabe señalar que hasta la producción con la línea roja solo contempla la producción actual de Tamaulipas Superior e Inferior que son las formaciones que ya producen con alto corte de agua. Entonces la producción nueva contempla los 15 pozos que producen actualmente más los 17 pozos de Agua Nueva.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, entonces 15 pozos hoy te dan menos de 0.5 – ¿qué es ahí, unidades? – miles de barriles, 500 barriles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Está produciendo 300 barriles a enero de 2019.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 300 barriles con 15 pozos.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Exacto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Proponen poner 17 pozos más que abarcan otra formación también.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Otra formación en la cual no está invadida de agua todavía y además los pozos actuales son verticales y los pozos propuestos son horizontales.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ese perfil así como triángulo, ¿está bien o debería de haber uno que más o menos administrará esos ritmos de producción y que no vaya a haber conificación de agua pronto?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- La cuestión en este perfil es que están considerando que es una formación de baja permeabilidad, entonces van a hacer algunas estimulaciones. Entonces derivado de la estimulación son las que producen inicialmente más y luego se van.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Qué tipo de estimulación va a ser?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Va a ser fracturamiento.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Fracturamiento hidráulico?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien. Te puedes ir ahora a la tabla de las alternativas por favor. De las alternativas. Ahí decían que analizaban tres alternativas. Supongo que la uno que dice pozos verticales usan tecnología, pues no va fracturamiento hidráulico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- También contemplaban fracturamiento. De hecho, fue la tecnología que utilizaba en el Plan de Evaluación, pozo vertical con fracturamiento.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- OK. La alternativa 2 y la alternativa 3 trae pozos horizontales y pues los van a estimular con este fracturamiento hidráulico que señalas ingeniero. ¿No? Y decían que la alternativa 3, la elegida, trae bombeo neumático como sistema artificial.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ahí vamos a usar gas para meterlo a los pozos, aligerar columna y producir. ¿Sí?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Exacto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Ese gas cómo va a llegar? ¿Se va a construir un anillo de BN, ya hay anillo de BN, cómo está?

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Autoconsumo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Ahí si me permiten ahondar. Si, se va a construir toda una red de BN para bombeo neumático, van a acondicionar las macro peras porque obviamente los cabezales de los pozos no están adecuados para poder inyectar el BN. Entonces se va a adecuar toda la macro pera, se van a hacer, en las líneas de descarga se va a hacer la división tanto de la línea que va a ir al separador de producción como al separador de prueba y se va a hacer la línea para inyección del gas.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Entonces autoconsumo o es anillo de BN?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Es una red, una red que va a ser para bombeo neumático.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- OK. ¿Eso requiere inversiones?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sale. ¿Por qué en la alternativa 2 y la alternativa 3 el monto de las inversiones es el mismo? ¿Dónde veo esas inversiones que marcan la diferencia de que vas a meter bombeo electro centrífugo, perdón, bombeo neumático? Porque se ve que gastan lo mismo, pero no escucho que dónde se ve la diferencia de esa infraestructura para BN.

En la que la piensan, ahí va la siguiente. Van a usar gas. Ese gas, aunque nomás lo van a recircular, de alguna manera es como si compraras, aligeras columna y luego lo vendes y eso involucra que tengas gastos de operación adicionales. No sé Bertha ahí en la evaluación económica. Si tú ves la alternativa 2 y la alternativa 3, los gastos de operación son 3 millones más barato. ¿Por qué si hasta va a consumir gas? En lo mismo, nada más que van a poner infraestructura para gas en la alternativa 3, pero ahora sale que no hay inversiones, pero los gastos son más baratos. ¿Qué pasa ahí? Por favor.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- En alternativa elegida, la alternativa 3, la perforación inicia posteriormente a lo que se determinó en la alternativa 2. Eso querría decir que el gasto operativo de mantener tales pozos que van a empezar a perforar antes va siendo, se disminuye pues de manera global. Y las inversiones del bombeo neumático en la alternativa 3 las tienen contempladas dentro del Programa de Inversiones y además las manifiesta de manera explícita el contratista dentro del plan. Son aproximadamente de 2.7 millones de dólares y efectivamente las tenemos consideradas. Uno de los puntos como ustedes comentaban los lineamientos actuales no nos permiten pedir más allá de los resultados de la evaluación económica que presenta para cada una de las alternativas, de manera que no tenemos en algunas ocasiones la información completa como para determinar en dónde están esas inversiones. Lo que les podríamos comentar es que con los perfiles que el contratista presenta, que es lo que sí tenemos porque es lo que nos permite el lineamiento, corremos los ejercicios de evaluación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económica y, aunque nunca nos dan los mismos resultados que les dan a ellos, sentido sí es de la alternativa elegida que es justo la mejor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Si, en la parte de los costos me queda muy claro, si difieres la entrada de producción y hay una premisa asociada a la producción, un gasto asociado a cada barril, está bien, se reducen 3 millones. Es poquito. Pero aquí en las inversiones, aunque no tengamos el detalle de lo que van a hacer de la red de BN y todo eso, son iguales de la alternativa 2 y 1. Entonces pareciera que ya en alternativa 2 los traen. Digo, que bueno, mi preocupación sería que en la 3 no lo trajeran. Y si no tenemos el detalle de esa información ahorita, pues hay que ver qué modificaciones tenemos que hacer para poder contestar estas preguntas complicadas que a lo mejor hago.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando se hace la licitación de la Ronda 1.3 se ve que esta empresa ofrece un valor de regalía adicional de 64.5%. Entonces cuando se corre el modelo salía una rentabilidad negativa y entonces era como medio arriesgado cuando viene la asignación. Nosotros pensamos que habían ofrecido demasiado y que ya nos pasó en otra área en donde regresan el área porque no les sale rentable y pierden lo que habían invertido. Sin embargo, aquí la fortuna es que encuentran el yacimiento Agua Nueva. Si no hubiera sucedido esto, la rentabilidad hubiera sido negativa. Entonces yo creo que la rentabilidad real, si ustedes ven el dato, es bastante baja. Entonces aquí como que yo siento que lo que está detrás es la expectativa de que Agua Nueva pues va a cumplir con las expectativas y quizá un poquito más y eso no lleva que, a pesar de que tienen una tasa de impuestos muy alta, de todas maneras, sigue siendo rentable. No es una rentabilidad muy alta, pero es una rentabilidad positiva y tiene un valor presente neto positivo. Entonces creo que eso nos permite pues ir calibrando cuáles son los costos reales y cuáles son las rentabilidades reales que se van a obtener en este tipo de proyectos. Entonces creo que en este caso fue afortunado por Agua Nueva y por otro lado nos calibra un poquito de qué tamaño debe ser la rentabilidad para que haya una rentabilidad para el Estado Mexicano que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es muy alta en este caso, es casi el 90% y al mismo tiempo que permite una rentabilidad al contratista para seguir adelante invirtiendo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues voy a utilizar el comparativo que tenemos allá enfrente de las alternativas propuestas para enfatizar lo que hace rato dije. Realmente las alternativas no tienen que ver nada con el yacimiento, tienen que ver con todo lo que son pozos, sistemas artificiales e instalaciones superficiales de producción. Y me habían contestado y también le dijeron al Comisionado Franco que las actividades como que se difieren entre la 2 y la 3 y la 3 tiene actividades más al futuro. ¿Verdad? Eso fue lo que se comentó. Pero sin embargo tiene más gasto, entonces llama la atención. Seguramente es porque todo está en una suma en donde los tres yacimientos dan ese comportamiento; aunque en alguno de ellos a lo mejor se retrasó la actividad, en algún otro tuvo que haber una variación de gasto que permite que haya más en la alternativa 3 que es lo que la hace ganadora realmente. Es más de 1.3 millones de barriles entre la alternativa 2 y la alternativa 3 y la alternativa 3 plantea inversiones mucho más tardías, lo cual para las cuestiones de valores presentes netos pues nos dan esos resultados.

Entonces bueno, yo enfatizo que deberíamos tener para las siguientes presentaciones de operadores pues la claridad de cómo es que están aportando esos yacimientos para poder entender esto, porque lógicamente no tiene sentido. No tiene sentido que en la alternativa 3 que los pozos son más al futuro tengan mayor gasto y las dos alternativas terminen al mismo tiempo. Pero bueno, no hay ninguna anomalía en lo que están presentando, yo estoy de acuerdo en lo que se presenta. Y la alternativa 3 el día de hoy con la información que nos presentan es la que maximiza el valor. Y cuando digo que estoy seguro que no es la que maximizar el valor, es porque eso es normal, en la medida que se tiene más información los operadores pueden ir optimizando su plan e incrementar la rentabilidad. No es porque algo esté mal, sino porque en la medida que tienen más información pueden de alguna forma ir optimizando. Entonces el día de hoy eso es lo que maximiza el valor, pero finalmente no va a ser el plan que maximice el valor para esta área contractual y precisamente la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

CNH tiene que seguirle dando un seguimiento a cada uno de los operadores. Eso creo que es una parte muy importante de nuestra función. No termina nuestro trabajo cuando validamos un Plan, ese es el inicio de todo un trabajo pues de 30 años y tenemos muchos planes por estar vigilando. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, ahí en la misma tabla. La parte esta doctor donde se desfasa la alternativa 3, que se desfasa y que incluye bombeo neumático, es por eso que como que acumula más volumen. El tema que si está es, oye, trae las inversiones o no o las trae desde la alternativa 2 porque ahí sí no se ve. Lo de los gastos de operación que me explicó la licenciada pues sí, sí suena consistente porque hay una premisa social al perfil de producción. Si no produzco pues no hay gasto de operación. Pero en el caso del BN sí te puede incrementar el volumen. El tema es las inversiones que, digo, ojalá y sí las tengan, las hayan traído ya desde la alternativa 2 pues para que este proyecto sea rentable, tenga todo lo suficiente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? Yo tengo. Quisiera ir a la tabla, a la lámina 7 en cuanto a la parte de los volúmenes. Efectivamente este aumento de volumen se refiere a un nuevo descubrimiento y me quiero ir al procedimiento y ahora sí que voy a recordar cuando se aprobó el Programa de Evaluación o el Plan de Evaluación. En aquella ocasión se tenía como objetivos primarios, o sea, ahí dentro de mi memoria escondida lo estoy recordando, se tenía dentro de los objetivos primarios los dos objetivos de Tamaulipas. Y como objetivo secundario iban a probar Agua Nueva, que Agua Nueva es una formación de baja permeabilidad como ustedes bien lo dicen, carbonatada, arcillosa como le quieran llamar. ¿No? El punto aquí es de que en aquella ocasión se comentó que en caso de que fuera exitoso ese objetivo era muy importante que se iniciara el procedimiento que se tiene que manejar. Primero, que se notificara el nuevo descubrimiento. Quisiera preguntarles si hubo una notificación de descubrimiento en Agua Nueva.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- No sé, lo checamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé. Sí.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,
LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correcto Comisionada, tuvimos
la notificación de descubrimiento de la formación Agua Nueva aquí en la
Comisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. ¿Con qué fecha?
Perdón. Bueno, la segunda pregunta es en qué momento se evaluó el
volumen de esa formación, porque aquí ya nos están presentando el
desarrollo. Entonces pues si hubo el descubrimiento, en algún momento se
debió de haber evaluado, ¿no? ¿Sí nos notificaron alguna evaluación de
este?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU
ARROJO.- Si, se llevó a cabo a través del informe de evaluación que
presentó el contratista.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,
LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si, correcto Comisionada.
Recordemos que estamos hablando de un contrato de la L3 de la Ronda 1
en donde ya nacimos en una etapa de evaluación y desarrollo.
Exactamente, ya terminando, ¿no? Y lo que dice la cláusula 5.6 del
contrato, como lo vimos la sesión, justamente la sesión anterior, señala
que si derivado de la conducción de las actividades petroleras el contratista
determina la posibilidad de realizar un descubrimiento en horizontes
distintos, que es lo que está sucediendo ahorita en Agua Nueva, podrá
presentar el contratista una solicitud a la CNH para llevar a cabo actividades
de exploración conforme a este contrato.

Conforme a este contrato, ¿qué es lo que cronológicamente sucedió? Y
ahorita le doy las fechas exactas. En esta Comisión cuando nos presentaron
el Programa de Evaluación y de hecho la modificación al programa para
acceder al periodo adicional de evaluación, ya contemplábamos la
posibilidad de realizar actividades en Agua Nueva, pero en la etapa de
evaluación. Entonces es ahí en donde damos por atendido el requisito de
darnos aviso y de solicitar la autorización. ¿Pero qué fue sucediendo?
Cuando realizaba la perforación de los pozos nos notificaron el
descubrimiento de esta formación y además se evaluó el yacimiento en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

términos del Programa de Evaluación que en este caso aprobamos en esta Comisión. Posteriormente conforme a este contrato el requerimiento que se solicita es el informe de Evaluación 30 días posteriores a la terminación del periodo adicional de Evaluación en este caso, lo cual sucedió y es en dicho reporte, bueno, dicho informe en donde presentan pues la conclusión de las actividades en este caso ya contempladas, la perforación y evaluación de Agua Nueva. Posteriormente, lo que dice la cláusula 5.2 de estos contratos señala que para poder acceder al Plan de Desarrollo únicamente requiere la posibilidad de un aviso de continuidad de actividades. Igualmente, lo recibimos en esta Comisión y es por eso que al menos jurídicamente hablando estamos en posibilidad de poder evaluar este Plan de Desarrollo que se nos está presentando el operador petrolero. Ahora, técnicamente hablando es en donde viene en el informe de evaluación justamente los resultados de las actividades y en este caso de Agua Nueva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y ahí ya se da digamos la manifestación que comercialidad de esta nueva formación?

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es que en esta etapa per se conforme a este contrato no pide una manifestación de comercialidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, pero dado que hubo un descubrimiento, dado que hubo un descubrimiento. Esa es mi pregunta. Yo sé que estamos en una evaluación y que lo estamos tratando de meter ahí en la parte de una evaluación de un desarrollo. Sin embargo, en este caso sí fue la parte de un nuevo descubrimiento. O sea, aquí no es de que estén evaluando cuánto es el volumen remanente. O sea, yo por eso estoy tratando de ver esta parte, se está duplicando el volumen y desde ese punto de vista sí es importante saber que hubo un nuevo descubrimiento, por eso se está haciendo comercial, sino lo que acaba de decir el doctor Moreira es un hecho. O sea, si se hubieran quedado con las otras dos formaciones quizá en este momento estaríamos viendo si era o no comercial de acuerdo al volumen remanente que se tenía. Dado que hubo un nuevo descubrimiento en una formación diferente a la que tenían vista desde principio, es de que están dando digamos aquí una comercialidad al área. En este caso, o sea, desde mi punto de vista creo que aquí sí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ameritaba una evaluación de la comercialidad. ¿Y por qué lo digo? Precisamente por lo que yo he estado insistiendo en las últimas fechas. Es de repente nos están duplicando el volumen, es muy bueno, ¿no? La verdad muy buena noticia. Sin embargo, ¿tenemos el sustento de que se duplicó ese volumen, o sea, documentalmente? Y esa es pregunta.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Lo que planteó el contratista es, lo que planteó en el Plan de Evaluación era la actualización de su modelo estático y dinámico. Entonces en esta entrega lo que nos está dando es una actualización precisamente de los modelos donde él estima estos volúmenes y tendrán que pasar por el proceso de reservas para quedar cuantificados y en su caso certificados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y sí saben hasta dónde está los límites de esta área?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí. Ellos hicieron una interpretación sísmica de alta resolución del volumen sísmico de Barcodón-3DEL, entonces de ahí partieron para actualizar los modelos. Digo, ese fue el primer paso y de ahí partieron para hacer todo este análisis, pero sí fueron muy cuidadosos en hacerlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ¿pero nosotros con eso estamos satisfechos? Es decir, o sea, no sé si me estoy dando a entender. O sea, una cosa es de que se haya descubierto y otra cosa es que hayan evaluado y que con eso este sustentado el doble del volumen. Y evaluado estoy hablando del yacimiento, o sea, ustedes nos hablan normalmente de la infraestructura, de qué tipo de operaciones van a hacer y está muy bien, eso es ya el desarrollo, pero yo estoy hablando de lo que sustenta el desarrollo. Y lo que sustenta el desarrollo es el yacimiento, los yacimientos en este caso y la pregunta es sobre los yacimientos. ¿Ustedes están digamos dando paloma a que lo que propone en este caso el operador es correcto en cuanto al área que están considerando con un solo pozo que probaron en ese yacimiento?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Si, además del pozo hubo actividades de interpretación sísmica y la utilización de los modelos. Entonces partimos de que esa información dada que las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

características del yacimiento son homogéneas las puede extrapolar y actualizar el volumen de esta manera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, licenciada.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Nada más para precisar Comisionada. En términos del informe de evaluación que nos presenta el contratista, se presenta un análisis de la viabilidad tanto técnica como económica del desarrollo y se hace justamente en función de Agua Nueva y de las otras dos formaciones que presenta el contratista. Sí presenta un análisis en particular, al menos documentalmente tenemos este análisis a reserva del análisis técnico que nos pudieran señalar, pero sí tenemos una viabilidad y una determinación de viabilidad tanto técnica como económica por parte del contratista.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Agua Nueva está a una profundidad promedio de 1,080 y los dos yacimientos que se han estado producido Tamaulipas Inferior y Superior están más abajo. El Inferior está a 1,350 y el superior está a 1,175 y se perforaron 61 pozos verticales del año 59 hasta no sé qué fecha. Esos pozos verticales no descubrieron Agua Nueva, aunque la pasaron. ¿Qué significa eso? Que a lo mejor las tecnologías para la explotación no eran las adecuadas o que en esas áreas donde se perforaron esos pozos no existe Agua Nueva. Y precisamente aquí es el punto de la doctora Alma América, ¿cómo están certificando esa reserva o cómo están pensando que esa reserva existe? Si 61 pozos verticales que perforó Petróleos Mexicanos no la determinaron. No sé por qué no la determinaron, a lo mejor porque no existe o porque los registros no tenían, no se veían comerciales y nunca los probaron. ¿Qué fue lo que sucedió? Eso nos podría dar un poquito más de luz si realmente es homogénea la extensión de Agua Nueva en toda el área contractual o solamente es una parte, está compartamentalizada en algún lugar, porque ahorita actualmente en Agua Nueva hay dos pozos operando nada más según la información que tenemos. Y repito, se perforaron 61 y no descubrieron Agua Nueva y Agua Nueva está arriba.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí. Desde el momento que el contratista se vuelve a cargo del campo, tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conocimiento de que existe Agua Nueva. Creemos que no fue el interés del operador anterior dado que es el de menor permeabilidad de las tres formaciones. Las formaciones Tamaulipas tiene alrededor de 4 mD, entre 4 y 2 mD y la formación Agua Nueva tiene una permeabilidad menor a 1mD.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Agua Nueva tiene 0.87 mD, pero Tamaulipas Inferior va desde 0.1 mD que es menos hasta 4 mD, pero bueno, es todo un rango. Y la Tamaulipas Superior va de 0.1 a 2 mD. El promedio efectivamente por ejemplo para Tamaulipas Superior es 0.24 comparado con 0.87 que es Agua Nueva. 0.87 tiene más que lo que tiene Tamaulipas Superior. Pero no sé, sí lo descubrieron, sí lo habían visualizado, pero no lo habían explotado.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí. Justo ya el Plan de Evaluación presentado por el operador como mencionaba la doctora hace un momento ya incluida también la evaluación de Agua Nueva. Es un yacimiento al que Pemex nunca determinó su potencial.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Solo para complementar, sí, los pozos antiguos ya habían visto esa formación y la existencia se corroboró con la sísmica, con la extensión de la sísmica y el trabajo que hicieron con esa información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más aquí la recomendación sería de que, o sea, tal cual lo que dijo hace un momento el Comisionado Franco. Yo creo que es muy importante la certificación de estas reservas dado que sobre estas reservas es donde están fundamentando el desarrollo del campo y todas las inversiones que se tienen.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Un poco retomando el tema de la declaratoria de comercialidad. Haciendo un análisis aquí del contrato en específico y de los Lineamientos para la Aprobación de Planes, pues creo que es pertinente decir un poco retomar lo que dijo la licenciada Rocío en el sentido de que en el informe de evaluación sí se hace una evaluación, no como tal una declaración de comercialidad, pero sí se hace una evaluación de la viabilidad económica de esta formación. Ahora, lo que nos dicen los lineamientos es que el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Programa de Evaluación debe de contener una declaración de comercialidad. Sin embargo, los propios lineamientos y la propia definición de declaración de comercialidad te remiten a lo que establezca el contrato o la asignación y en este caso el contrato, como mencionó el licenciado Joshua, no nos pide una declaración de comercialidad. Lo único que nos pide es el informe de actividades de la cláusula 5.2. Entonces es por eso que jurídicamente sí podríamos decir que podríamos continuar a la etapa de desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. ¿Algún otro comentario Comisionados? Por favor Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias doctora. Nada más para puntualizar sobre una pregunta que hizo el Comisionado Gaspar y que señalaba el ingeniero Julio César Reyes que iban a hacer algunos estudios en relación con un yacimiento invadido de agua para efectos de ver si podía continuar con su explotación y que estaban esperando que, resultado de los estudios que hicieran, se presentará una modificación al plan. ¿Sí? Ah, bueno. Perdón. ¿Respecto de eso, viene claramente establecido ese requerimiento en el dictamen o en la resolución para efectos de que se entreguen o se notifiquen los resultados de esos estudios para saber si derivado de ellos van a modificar su caso el Plan de Desarrollo?

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Quedó plasmado, el contratista está analizando las posibilidades para un futuro desarrollo y podemos poner el dictamen que, en caso de encontrar algún resultado, lo entregué el contratista.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, para efecto de que pudiera quedar clara la obligación que tiene el contratista de esa notificación a CNH.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Claro, lo ponemos en el dictamen.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, yo no hice esa pregunta, la hizo el doctor Néstor, pero en este tema de solicitarle que nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dé los resultados de este estudio pues entonces en cada resolución vamos a estar poniendo y que nos entregue los resultados. Yo creo que ya hay que empezar a ver un tema integral de supervisión para que nos estén informando sobre el reporte de cómo le fue en los pozos, cómo le fue en los estudios, cómo le está yendo en la producción, hay algunos reportes que nos entregan, pero ya hacer esto integral para que no estemos poniendo.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, no me refiero a que entreguen los resultados del estudio sino que esté obligado a en su caso notificarnos si va a presentar o no modificación al plan derivado de eso.

COMISIONADO GASPFRANCO HERNÁNDEZ.- Si, y en la supervisión si nos dieran ese estudio nosotros los podemos obligar a que nos hagan una modificación.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría abundar un poco más en ese sentido de que los Planes de Desarrollo son dinámicos, van cambiando en el tiempo y cuando nosotros aprobamos algo aquí es lo mejor en este momento. Pero el operador día a día está revisando la información de la producción, de las presiones, y está también muy atento de las nuevas tecnologías que se tienen en el mercado para poder aplicarlas en los campos. Entonces los planes son dinámicos y van cambiando en el tiempo y eso es una constante para todos los casos. Cuando el Comisionado Franco dice que no deberíamos de poner en el acuerdo que tienen que entregarnos la información, pues es normal para todos. O sea, no es Agua Nueva alta producción de agua, es cualquier tipo de yacimiento en la medida que van obteniendo mayor información pues van mejorando el Plan y ese plan pues lo tenemos que ir nosotros revisando en la parte de supervisión. Y creo que es bien importante cuando yo hago el comentario que seguro no es el mejor porque eso es lo que sucede normalmente, ¿no? No porque diga que esté mal, sino porque en el día de hoy es el mejor plan y por eso es que yo levanto la mano, porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es el mejor plan que tenemos el día de hoy. Pero dentro de un año seguramente va a ser diferente y los operadores siempre están buscando que sea mejor y mejor y mejor y mejor porque pues precisamente de eso se trata este negocio, de aumentar de la rentabilidad. ¿Y cómo lo pueden hacer? Bajando costos, incremento de producción, incremento de reservas, etc., etc. Y eso no es constante, esto va cambiando en el tiempo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Si me permite un poco complementando de lo que dice el doctor Néstor, otra de las modificaciones que traen ellos en las macro peras de los pozos es precisamente instrumentar los pozos para estar monitoreando y mandar estas señales a monitoreo en tiempo real. Entonces sí van a tener ya un monitoreo muy permanente sobre los pozos del área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, OK. ¿Algún comentario alguien más? ¿No? Secretaria, nos podría hacer 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.03.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015.

ACUERDO CNH.03.001/19

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, 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. para el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015.

II.2 Designación de Coordinador del Comité Licitatorio de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

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 Arcenia de la Rosa García, Directora General Adjunta en la Dirección General de Licitaciones.

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

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

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Hola, buenos días Comisionados. Con relación al Comité Licitatorio de la licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018 para la selección de socios para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos bajo Contratos de Licencia en 7 áreas contractual terrestres, quiero someter a ustedes autorización en el cambio de coordinador en esta licitación. Lo anterior debido de la reorganización de actividades que se lleva a cabo en la Unidad. Por lo que la propuesta planteada es como coordinador anterior estaba el licenciado Oswaldo Reyes López y se propone como coordinadora la licenciada Ernestina Pombo Hernández. Cabe señalar que el resto de los miembros del Comité se mantienen y que el coordinador suplente sigue



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

siendo el licenciado Martín Álvarez Magaña y su servidora la Secretaria. Cualquier duda o aclaración quedo a sus órdenes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestra. ¿Algún comentario Comisionados? Por favor Secretaria Ejecutiva no 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.03.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 8 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y 13, fracción I, inciso g. en relación con el artículo 14, fracción XXIII, y 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, designó a la Coordinadora del Comité Licitatorio para la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018, como sigue:

Licitación: CNH-A6-7 Asociaciones/2018

Coordinadora: Ernestina Pombo Hernández

II.3 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la interpretación, para efectos administrativos, de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra a la licenciada Mirna Ávila, Directora en la Dirección General de Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciada Mirna, por favor.

DIRECTORA DE ÁREA, LICENCIADA MIRNA NAYELI ÁVILA RESÉNDIZ.- Buenos días, muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Buenos días Comisionados. El día de hoy ponemos a su consideración un acuerdo de interpretación de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. Esto con el objeto de otorgar certeza a los operadores petroleros respecto de la información que nos deben de remitir en términos de los referidos lineamientos, así como para estar en posibilidades de ejecutar las facultades de esta Comisión en términos de esos lineamientos y de los contratos que tenemos suscritos.

Como todos sabemos, la Comisión tiene facultades para emitir regulación y vigilar el cumplimiento de dicha regulación en materia de medición de hidrocarburos, así como para interpretar para efectos administrativos la regulación que esta emita. En este tenor la Comisión el 29 de septiembre de 2015 publicó en el Diario Oficial de la Federación los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, los cuales han sido modificados en tres ocasiones, siendo publicadas estas modificaciones en el Diario Oficial los días 11 de febrero y 2 de agosto de 2016 y el 11 de diciembre de 2017.

El objeto de este acuerdo es interpretar el artículo 10, fracción V de los lineamientos técnicos. De manera general, este artículo establece la obligación de los operadores petroleros de remitirnos cierta información sobre la medición y la calidad de los hidrocarburos. De manera particular, la fracción V establece la forma en que nos deben de reportar el gas natural. La letra c) de dicha fracción establece que nos deberán de remitir el volumen en pies cúbicos y en millones de BTU, así como el poder calorífico está expresado en BTU/ft³. Asimismo, establece en su letra f) que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para la determinación y expresión del poder calorífico se deberán utilizar dos estándares que es el API MPMS 14.5 y GPA 2145 en su versión más reciente. De la lectura de dicho artículo pareciera que lo único que nos deben de remitir los operadores petroleros es el volumen expresado en pies cúbicos y el poder calorífico expresado en BTU/ft³. Sin embargo, para que los operadores petroleros estén en posibilidad de aplicar los estándares antes referidos, nos deben de remitir el equivalente energético en millones de BTU por componente del gas natural y este es el objeto del acuerdo de interpretación que ponemos a su consideración.

Actualmente los operadores, como ya lo mencioné, únicamente nos remiten el volumen y el poder calorífico del gas natural. Sin embargo, para que la Comisión esté en posibilidad de ejecutar sus facultades en materia de verificación y para ciertas actividades que se establecen en los contratos que tenemos suscritos, deberán de presentarnos el equivalente energético expresado en millones de BTU. La siguiente por favor.

Por lo anterior, y para dar mayor claridad a los operadores petroleros y para que la Comisión pueda ejercer estas facultades ya mencionadas, se pone a su consideración este acuerdo de interpretación a efecto de interpretar para efectos administrativos el artículo 10, fracción V de los lineamientos para que nos puedan remitir, como ya lo referí, el volumen en pies cúbicos, el poder calorífico expresado en BTU/ft³ por el total y cada uno de los componentes del gas natural, así como el equivalente energético expresado en BTU.

Un segundo punto que integra este acuerdo de interpretación es instruir a la Unidad Técnica a través de la Dirección General de Medición para informar a los operadores petroleros a quienes resulte aplicable el presente acuerdo el medio por el cual deberán remitir la información señalada. Asimismo, y toda vez que este es un acuerdo de aplicación general a los operadores petroleros, este acuerdo se deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciada Ávila. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera aquí, entiendo que esto está en la regulación y que hay que cumplirlo, estoy totalmente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de acuerdo con lo que ustedes están proponiendo. Pero para mí esto es un ejemplo de una reglamentación que no tiene sentido, porque la premisa que está detrás de esto es que a mayor poder calorífico el gas es mejor. Entonces si yo tengo 100% metano o tengo 50% metano, 50% etano, el poder calorífico es mayor mientras más etano o más propano, más butano tiene. Pero en realidad el gas va a ser usado o para calentar o va a ser usado para generar energía eléctrica y ahí lo que importa no es el poder calorífico que yo tenga, importa la temperatura de flama que se va a lograr, porque la transferencia de calor es área por la diferencia entre la temperatura de flama y la temperatura interna.

Entonces la temperatura de flama del metano, del etano, del propano y del butano son exactamente las mismas. Son muy, muy, muy similares. Entonces en realidad un gas que tenga 10% de etano te va a producir el mismo efecto que un gas que tenga 0% de etano. Entonces es una regulación cuyo sentido yo no lo entiendo porque no te está produciendo nada mejor. Tienes tú mayor poder calorífico, pero también tienes más moléculas entre las cuales ese poder calorífico se va a distribuir, lo cual te lleva a la misma temperatura de flama. Entonces si se hace el cálculo se va a demostrar que no ganas nada por el hecho de que el gas que vas a quemar tenga mayor proporción de etano o de propano o de butano. Entonces yo creo que en realidad el poder calorífico que deberíamos poner, no entiendo para qué poner poder calorífico, entiendo que la composición es muy importante porque puede tener otros, nitrógeno, sabrá Dios, pero el poder calorífico no hace que el gas sea mejor. Vas a lograr exactamente lo mismo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestra Moreno.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Para clarificar, básicamente es debido a la forma en que ese nos reporta. Efectivamente, exacto, exacto, estamos cumpliendo una regulación, sí. Entonces por ejemplo en el GPA 2145 cuando se maneja en inglés, obviamente que maneja qué es el poder calorífico, es una constante. Entonces el metano por ejemplo tienes 1,010, ¿no? En el caso del butano tienes 3,262 de poder calorífico, pero es una constante. Entonces la interpretación que se le quiere dar básicamente que el volumen que tenemos en moles que se proporciona el operador lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

multiplica con el poder calorífico para que nos dé en millones de BTU por componente. Básicamente es la clarificación de cómo nos deben de reportar, no es tanto que estemos cuestionando el poder calorífico per se. No, no es el fin, más bien es el reporte final que nos debe proporcionar el operador en moles y su conversión en millones de BTU. Básicamente es eso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario adicional Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos podría hacer el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.03.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, IV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13 fracción IV, letra d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos el artículo 10, fracción V, de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres, se refirió a los eventos en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-Se trata de la solicitud de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo y en desahogo de este punto del Orden del Día me permito señalarle que recibimos uno en este periodo que es la asistencia a diversas reuniones en la embajada de México en Estados Unidos, el Banco Mundial, en el Banco Interamericano de Desarrollo y en el Wilson Center en el México Energy Forum 2019 en los que participará el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez los días 4 y 5 de marzo de este año.

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

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

ACUERDO CNH.03.004/19

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 17 del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la solicitud descrita en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros, eventos, y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe sobre los avances de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

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 Arcenia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Rosa García, Directora General Adjunta en la Dirección General de Licitaciones.

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

“DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Buenas tardes Comisionados. Respecto a la licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018, informo a ustedes lo siguiente. A la fecha tenemos 19 compañías interesadas en la licitación, de las cuales 11 han acreditado la etapa de acceso al cuarto de datos, 13 compañías han sido autorizadas para pagar la inscripción y de esas 13, 11 han realizado su respectivo pago de inscripción. Respecto al informe presentado a ustedes la ocasión anterior, es de señalar que las cifras se mantienen. Sin embargo, compañías siguen aún acudiendo al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos a visualizar información correspondiente a la licitación. Por último, es importante recordar que conforme al calendario previsto en las bases, la fecha límite para solicitar acreditación de acceso al cuarto de datos y pagar la inscripción es el 8 de julio del 2019 y que actualmente el acto de presentación y apertura de propuestas está previsto para el 9 de octubre de 2019. Toda la información se encuentra disponible en la página electrónica <https://rondasmexico.gob.mx> y pues cualquier duda o aclaración quedo a sus órdenes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestra. ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Es para comentarios nada más, ¿verdad?”

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

ACUERDO CNH.03.005/19

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre los avances de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.2 Informe de solicitudes para asistir a foros y eventos públicos, autorizados mediante el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres, se refirió al informe en los siguientes términos:

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Se trata del informe de solicitudes para asistir a foros, eventos públicos autorizados mediante el mecanismo de aviso previo y en desahogo de este asunto les comento que se recibieron dos avisos. El primero la Sesión Desayuno CNH Retos y Perspectivas 2019 de la Barra Mexicana de Abogados, en la que participó como expositora la Comisionada Alma América Porres Luna el 27 de febrero y la Conferencia Perspectivas del Gas Natural en México a la que asistió el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez el día 27 de febrero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? No hay comentarios.

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

ACUERDO CNH.03.006/19

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 17 del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento de las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo referidas en este informe, mismas que fueron aprobadas mediante el mecanismo de aviso previo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

V.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:25 horas del día 28 de febrero de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Tercera Sesión Ordinaria de 2019 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