



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXTA SESIÓN ORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:38 horas del día 30 de mayo del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexta Sesión Ordinaria de 2017 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 220.0285/2017 y 220.0288/2017, de fecha 25 de mayo y 29 de mayo de 2017, respectivamente, 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.

A continuación, el Comisionado Presidente 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, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2017.
- II.2 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informes sobre los avances de la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y de las licitaciones CNH-A2-AYIN-BATSIL-/2017, CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017 y CNH-A4-OGARRIO-/2017.
- III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

V.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2017.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, muy buenas tardes. Precisamente para presentar la consolidación de reservas 2P y 3P al primero de enero del 2017, me acompaña el equipo técnico de trabajo encabezado por César Alejandro Mar, que es el Director General de Reservas y los directores generales adjunto Manuel Villalobos y Marlene Reyes.

El contenido – si le pasas a la siguiente lámina, gracias – mostraremos muy rápidamente lo que es el proceso de integración, los criterios de diferencias, el análisis, la parte del proceso de análisis de la información, rubro específicamente para mencionar los descubrimientos y finalmente los indicadores y cifras finales de reservas. Entonces el proceso, que de acuerdo a programas a previsto el primero de enero al 15 de febrero del 2017, inició con una solicitud de prórroga para la entrega de información de las reservas al primero de enero del 2017 y se atendió esta prórroga el primero de febrero, específicamente para 2P y 3P. El 14 de marzo se entregó la información de las reservas 2P y 3P al primero de enero. Las comparecencias para el integrado de la información que vamos a presentar se dio del 12 al 19 de mayo del 2017. En total fueron un total de siete comparecencias, de las cuales se solicitó presentaran la información sobre de un campo por parte de los terceros independientes y de 28 campos por parte de PEMEX. Cedo la palabra a Alejandro Mar para que nos presente el resto de las láminas.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Muchas gracias Comisionado, Comisionados, gracias. Como lo establece la regulación en el análisis que hicimos para las reservas 2P y 3P tenemos los criterios establecidos. En este caso a diferencia de las reservas probadas el primer criterio establece las diferencias de las estimaciones del operador petrolero menos las estimaciones del tercero independiente entre las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reservas estimadas por el operador petrolero. Estas deben de ser mayor, menor o igual a prácticamente el 20% en lo que establece la regulación. Esta diferencia es evaluada y se observa que tan significativa o cuál es el impacto que tiene sobre los campos llevados a trabajos de certificación durante el año, estableciendo una diferencia menor o igual al 5%. La siguiente por favor.

En la siguiente lámina podemos observar del lado izquierdo aquellos campos que en donde la estimación, por parte del operador petrolero incrementan en cuanto a sus estimaciones respecto a la cifra propuestas por el certificador. Observamos algunos campos que pertenecen a la región marina. Existen otros campos en el caso de las regiones terrestres como lo es Chicontepec y algunos campos que pertenecen a las Cuencas de Burgos, en este caso Cuervito. Por el otro lado, del lado derecho, tenemos las estimaciones en donde el tercero independiente ve mucha mayor reserva comparado con las del operador. Observamos ahí unos casos en donde existen ciertos campos, el caso de Furbero, Cuitláhuac que pertenecen a la región norte del país. Tenemos un campo marino como el caso de Coyal, entre otros. La que sigue por favor.

Este mismo análisis se completa y se vuelve a hacer para las reservas que son 3P, en donde observamos la misma tendencia. Estos campos al tener estas diferencias que venían de origen en algunos casos desde la reserva probada, la 2P y 3P, ya en su conso... en su suma total de agregados observamos que muchos de ellos se van repitiendo. El caso de las diferencias las tenemos en el campo Akal, el campo Ku, algunos campos les comentaba de la región norte como el caso de Presidente Alemán, Remolino. Por el otro lado, igual, las estimaciones por parte del tercero independiente. En algunos casos ellos ven mucha mayor reserva de la que estima el operador petrolero, tal es el caso de campos como Corralillo, Coyal, Furbero, prácticamente estos campos pertenecientes a Chicontepec. La que sigue por favor.

Nosotros al aplicar el segundo criterio de estas estimaciones observamos que todas fueron mucho menores al 5% como lo establece la regulación. Estos criterios se aplican en los tres productos. A manera de simplificar la exposición únicamente pusimos los de petróleo crudo equivalente, pero la contabilidad a nivel de líquido suma la totalidad de ambos. Entonces, al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aplicar todos estos criterios a los campos donde se encontraron las diferencias, prácticamente todos son menores al 5% como lo establece la regulación. La que sigue por favor.

Aquí les presentamos ya las cifras consolidadas a nivel de 2P y las variaciones respecto al año anterior. Podemos observar que para el caso del aceite existe una variación de -3.2%, para el caso del gas existe una disminución respecto a las cifras del año pasado de -12.4% y para el caso del petróleo crudo equivalente se refleja una disminución de -5.7% respecto a las cifras del año anterior consolidadas. La siguiente por favor. A nivel de reservas 3P observamos que existe un incremento en las cifras de lo que es el aceite. Este incremento es positivo de 2.7%. Para el caso del gas se mantiene esta disminución teniendo una disminución de -11.1% y a su vez ya el efecto del gas, estableciendo lo que es la suma de los líquidos en petróleo crudo equivalente, lo afecta y pues da una variación de -1.1%. Le damos a la que sigue por favor.

Aquí presentamos lo que es la evolución de las reservas como se han venido comportando los años anteriores y observamos esto: Que a nivel de aceite existe un incremento que ya platicábamos que era de 2.7%. A nivel de categorías incrementales de reserva observamos que las barras a nivel de categorías probadas que es las que se pueden ver en color verde, ya habíamos evaluado que eran alrededor de 7 miles de millones de barriles de aceite. Observamos un incremento a nivel de la categoría probable de las reservas de aceite y a su vez también un incremento en las reservas posibles para el caso del aceite, lo que conllevó a que existiera este incremento a nivel nacional de 2.7%. La siguiente por favor.

En el caso del gas observamos esta tendencia de disminución en las categorías. Ya traíamos una disminución cuando se analizaron las reservas probadas en el mes de marzo. Observamos que también disminuyen a nivel de reservas probables y para el caso de las reservas posibles pues también se presenta esta disminución a las reservas. A la hora de ir las sumando todas a fin de consolidar las reservas 3P de la nación observamos que existe esta diferencia de -11.1% en las reservas del gas para las reservas 3P nacionales. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A nivel ya de petróleo crudo equivalente, es decir pasando toda esta suma o contabilidad a líquidos, observamos que existe esta disminución de -1.1% pero derivado también del efecto en el gas. Como veíamos, las reservas de aceite salieron a favor a nivel 3P en 2.7%, pero el efecto del gas a la hora de sumar y contabilizarlo a líquido genera que exista una disminución a nivel de petróleo crudo equivalente de -1.1% a nivel nacional para las categorías 3P. La que sigue por favor.

Aquí les presentamos lo que son los descubrimientos que se tuvieron en el año pasado. Ya en las reservas probadas habíamos hablado de Pokche. Pokche fue el único descubrimiento, de los que se nos presentaron en este ejercicio del procedimiento anual de reservas, el cual pudo incorporar reservas a la categoría probada. Los demás descubrimientos, como podemos observar en el caso del Golfo Profundo, el caso de Doctus y Nobilis, únicamente pudieron incorporar reservas asociadas a nivel de 3P. En otras palabras, se quedaron a nivel de reservas posibles dada la incertidumbre que existe todavía sobre estos volúmenes y el proceso de maduración que tendrán que llevar a cabo a fin de que en algún momento puedan inclusive ir reclasificando hacia las reservas probadas. Para el caso de lo que es las Cuencas del Sureste tenemos los descubrimientos como ya se mencionaba Pokche y tenemos el Teca y Uchbal. Estos descubrimientos incorporaron reservas a nivel de 2P y 3P, en otras palabras, en probables y posibles. La consolidación de todos o lo que se tiene como incorporaciones a nivel de 3P en petróleo crudo equivalente es alrededor de 684 millones de barriles ya en la totalidad de los descubrimientos declarados el año pasado por el operador petrolero. La que sigue por favor.

Aquí se presenta otro indicador ya con la consolidación nacional de las cifras que es la tasa de restitución. La tasa de restitución la tenemos calculada por dos metodologías. La primera metodología se llama la restitución integral y la segunda es la restitución por el tema de descubrimientos. Podemos observar que, a nivel integral, a nivel integral abarca todo: Abarca los descubrimientos, abarca las revisiones, el desarrollo, inclusive todo lo que tiene que ver con esa visión en el largo y corto plazo de las reservas a fin de ver si lo que se va produciendo se puede ir restituyendo a nivel de categorías de reservas. Entonces observamos que para el caso del aceite sale positiva, se queda a nivel de porcentajes de 46.3%. En el caso del gas, como es un efecto de la disminución de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reservas, tenemos una tasa negativa de tasa de restitución de -28.1% a las categorías 2P y en el caso de petróleo crudo equivalente sale positiva de 8.1. Las cifras de los descubrimientos a su vez todas salen positivas, alrededor, nos manejamos en un margen del 15% para el caso del aceite, 12.6% en el gas y de 14.8.

Otro indicador importante ya una vez realizada la consolidación nacional es la relación reserva-producción. Ya se había comentado que este indicador únicamente es una referencia de que al ritmo de producción que vamos en un periodo de tiempo, que en este caso fue la producción del año anterior y las reservas consolidadas en cada una de las categorías, cuántos años podríamos ir desarrollando o produciendo estas reservas. Este indicador, es un indicador dinámico que se va actualizando año con año dependiendo de las cifras que se van consolidando. Para el caso del aceite a nivel 2P tenemos 12.3 años. En el caso del gas el indicador es de 9.1.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 16.3.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Perdón, 16.3. En el caso del gas 9.1 y para petróleo crudo equivalente 15.1. La siguiente por favor.

Se corre el mismo análisis a nivel de 3P para completar todo el análisis de la información y observamos que se mantiene esta tendencia en el caso del gas, continúa con una tasa de restitución negativa de -70%. En el caso particular del aceite, al tener nosotros este efecto del incremento de las reservas consolidadas a nivel 3P de 2.7%, se ve que la restitución sobrepasa el 100%. Es decir que tuvimos una restitución mayor al 100% que es lo que se empieza a buscar cada vez que se analizan este tipo de indicadores a fin de poder ir reemplazando estos volúmenes que se empiezan a producir en toda la consolidación o cuantificación de las reservas de manera anual. Y ya a nivel de descubrimientos 3P observamos que los indicadores andan alrededor de 60% en el caso del aceite, para el gas de 53.4% y de petróleo crudo equivalente en 61.5%. Y a su vez la relación reserva-producción para el caso del aceite tenemos un indicador en años de 25.3 años. En el caso del gas 13.6 años y a su vez en el caso del petróleo crudo equivalente de 23.2 años. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí para ejemplificar por qué las variaciones en el caso de las reservas a nivel de 2P observamos que estas variaciones principalmente se considera la producción del año anterior y a su vez tenemos el efecto de lo que son las delimitaciones. En este caso ya se había comentado que existía una delimitación de un campo importante que es el campo Tsimin, el cual con la reducción de sus volúmenes de reservas tienen un efecto directo sobre la consolidación nacional. Porque hablamos de un campo que venía en el inventario de reservas dentro de los 10 principales anteriormente. Todavía este campo con sus nuevas cifras se conserva dentro de los principales, pero existe una reducción en el ranking que teníamos anteriormente. A su vez, los descubrimientos que se tuvieron que son adiciones a las reservas, así como algunos campos en el caso del desarrollo, adicionaron lo que es reservas a la contabilidad nacional. Sin embargo, no fueron suficientes para revertir toda la disminución, por lo que prácticamente las diferencias ven un efecto ya a nivel de petróleo crudo equivalente de una disminución alrededor de unos 1,022.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La que sigue por favor.

Y ya a nivel de 2P, perdón, a nivel de 3P esto todavía se incrementa. Todavía se sigue viendo este efecto en el campo Tsimin que les comentábamos con una reducción de -372.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente más algunas revisiones que se estuvieron haciendo a nivel nacional de otros campos – en este caso muchos son de la parte terrestre y algunos marinos – también disminuyendo sus reservas. Y para el caso de los descubrimientos vemos que esto los empieza a compensar. Al poder incorporar este año 684 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y otros campos que en las revisiones de reservas para el caso del desarrollo se observa mejor producción, mejores factores de recuperación, algunos de estos campos están ubicados en las aguas someras, como es el caso de Ayatsil, Tekel y Utsil, que inclusive se tenían contemplados para migraciones a farmout. Observamos que ellos adicionan y en todo el balance prácticamente las diferencias salen a favor, es decir que ese incremento de 2.7% en las reservas 3P es un aumento en 282.2 millones de petróleo crudo equivalente a la contabilidad de las reservas 3P de la nación. La que sigue por favor.

Y ya de manera resumida aquí tenemos lo que son algunas explicaciones de las variaciones que les comentábamos. Para el caso de las aguas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

someras en algunos campos, el caso del campo Ixtal, tuvo prácticamente una irrupción temprana de agua, es decir, que algunos pozos se tuvieron que ir cerrando y se tuvo que ir limitando la actividad de desarrollo por esta situación y se tuvo de reevaluar las reservas a fin de que tuvo una disminución en cuanto a su cuantificación de cifras 2P y 3P. En otros casos tenemos las actividades de que les comentábamos del campo Tsimin que por cuestiones de delimitación se tuvo que reevaluar nuevamente a nivel estructural y de reservas, teniendo esta disminución que impactó mucho a las cifras. Y a nivel de adiciones – como les comentábamos – teníamos un mejor comportamiento en la producción de los campos Ayatsil y por las mismas características que tienen el campo Tekel y Utsil se hizo un ajuste a las revisiones, se volvieron a reevaluar, se estimaron y tuvieron adiciones a la contabilidad de las reservas a nivel de 2P y 3P.

Para el caso de las aguas profundas si recordamos el año anterior existían algunos campos que fueron reclasificados por el tema de la evaluación económica como campos a recursos contingentes. Algunos de ellos en esta reevaluación nuevamente ya son sustentables para efectos de la cuantificación de reservas y otra vez volvieron a ser declarados, pudiendo sumar a la contabilidad nacional de las reservas, como es el caso de Maximino. También a su vez tenemos el caso de una reevaluación que se hizo para el campo Trión, sustentada en un cambio también de estrategia en el desarrollo, el cual derivó en tener prácticamente un incremento considerable en reservas alrededor del doble de lo que tenía. Y finalmente tenemos lo que son en la parte terrestre existe a nivel en la región sur los campos más importantes asociados al complejo Antonio J. Bermúdez. Ya por la madurez de los mismos muchos campos traen ya irrupción de agua, algunos traen procesos de inyección que trenean con nitrógeno o inclusive el mismo mantenimiento del agua que dada las condiciones de los yacimientos pues ya no han podido mantener esa producción y han tenido que ser reevaluados y han disminuido estas actividades del futuro desarrollo. Y finalmente le cedo la palabra al maestro Mena para algunos comentarios adicionales a las conclusiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias a esa excelente integración/consolidación de cifras. Yo solamente quisiera cerrar los comentarios. Para revertir esta tendencia, sobre todo en la parte de gas que mostraba César, se requieren grandes inversiones y me parece que es precisamente lo que busca la reforma energética en este sentido. Y es concordante con la recomendación que hicieron algunos terceros independientes luego de la revisión exhaustiva de los proyectos en la que recomiendan finalmente la asociación de PEMEX para el desarrollo de los mismos. Las cifras, por favor, resultado de los procesos mencionados en el presente análisis, quedarían de la siguiente manera: Reservas 2P al primero de enero en la categoría 2P cifras de aceite 12,849.5 millones de barriles. Para gas 19,300.9 miles de millones de pies cúbicos y de petróleo crudo equivalente 16,769.3 millones de barriles. Para las reservas 3P al primero de enero del 2017 en la parte de aceite serían 19,970.3 millones de barriles, en la parte de gas 28,950.3 miles de millones de pies cúbicos y 25,858.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Quedamos abiertos a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Mena. Colegas Comisionados, está a su consideración. ¿Algún comentario? Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si Presidente, muchas gracias. A ver, hablamos de la industria del upstream de hidrocarburos, de lo que nos toca regular, que es ciertamente una de las industrias más riesgosas del mundo, más riesgosas en términos geológicos y económicos. Esa es una de las razones pues por las que la Reforma Energética permitió a PEMEX y a las grandes empresas petroleras del mundo asociarse e ir juntas para hacerle frente a estas actividades pues que son eso, que son de las más riesgosas del mundo y de las más caras. Pero, pues hay de riesgos a riesgos. Es decir, las reservas – nos lo explicaban acá – hay por lo menos tres categorías: 1P, 2P y 3P. La 1P que recientemente aprobamos que entiendo tiene una probabilidad digamos del 90%, al menos 90% de llevarse a producción; la 2P que tiene al menos el 50%; y la 3P, estas dos últimas, que son las que ahora nos ocupan, que tiene una posibilidad de al menos el 10%. Entonces como vemos pues en efecto no es lo mismo hablar de una reserva 1P que de una 2P o de una 3P.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Todo esto, digamos toda esta introducción, para señalar fundamentalmente dos cosas. Hay algunas cifras que están reportándonos en este momento que a mí me preocupan porque en el resumen total de la presentación si bien la cifra de aceite incrementa marginalmente la cifra de petróleo crudo equivalente tiene una disminución y esta disminución ha sido digamos la constante en los últimos cinco años. Déjenme no irme tan atrás, ¿no? Si las reservas han venido consistentemente declinando. Ya lo apuntaba cuando aprobamos la reserva 1P, lo apuntó el Comisionado Acosta. Los números, el número de pozos exploratorios ha venido también consistentemente a la baja. Digamos, la actividad exploratoria en general en México ha venido teniendo una declinación importante. Ese es un primer comentario que creo que vale la pena hacer.

Y el segundo ligado a esto, que adelantó no implicará de mi parte un voto negativo a la resolución, pero sí un comentario que me parece central hacer el día de hoy. El segundo es: Veo por ejemplo el caso de Trión que – claramente en mi concepto, me corregirán aquí nuestros colegas, nuestros compañeros – es un aspecto fundamental del incremento marginal en el tema de aceite. Trión tiene un incremento respecto del año pasado del 86% y se nos reportó aquí por reinterpretación sísmica. Y también hay de acuerdo al análisis que hicimos reconocimiento del tercero independiente de métodos de recuperación secundaria. Trión es un – todos lo tenemos creo yo muy fresco – es la primera asociación de PEMEX en aguas profundas, una asociación en la que finalmente resultó ganadora la empresa australiana BHP Billiton en la que ya hay pues este campo descubierto de Trión, hay ya un pozo, pero nada más. Es decir, no hay un plan de desarrollo que sustente la extracción del hidrocarburo que ahí se encuentra acumulado. Nos quedamos pues en una etapa del proyecto como tal, una etapa primaria, una etapa no suficientemente madura, una etapa exploratoria y no obstante aquí Petróleos Mexicanos reporta un incremento insisto, cuantifica un incremento de la reserva, del 86% y el tercero independiente certifica esa cantidad.

Lo que hoy nos toca a nosotros como regulador del sector es consolidar esa cifra, consolidar la cifra nacional que hoy por hoy sigue siendo solamente de Petróleos Mexicanos. Vendrán otros operadores, pero hoy por hoy solamente sigue siendo PEMEX y estamos simplemente consolidando esa cifra. Lo que PEMEX reporta, lo que PEMEX cuantifique y lo que un tercero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

independiente certifica. Habiendo dicho a esto, yo me permitiría leerles muy rápidamente y hasta aquí lo dejaría lo que dice la PRMS que son las reservas. Me parece es pues el corazón de lo que nos tiene hoy aquí y nos tendrá año con año en el tema. Lo que dice la PRMS es que “las reservas son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios. Deben estar descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes en la fecha de la evaluación basado en el o los proyectos de desarrollo aplicados”. Estoy leyendo la definición de reservas. Y continúa el párrafo, “las reservas puedan además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.”

La PRMS es una guía, que es la guía por cierto que nosotros en el lineamiento de la materia tomamos como la guía base para que los operadores puedan llevar a cabo la cuantificación de sus reservas y después nuestra Ley de Hidrocarburos establece como reservas que “es el volumen de hidrocarburos en el subsuelo calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas que se estima será producido técnica y económicamente bajo el régimen fiscal aplicable con cualquiera de los métodos y sistemas de extracción aplicables a la fecha de evaluación”. Y mi comentario lo dejo aquí porque me parece que hay aspectos de la regulación de los lineamientos de reservas que es responsabilidad del regulador dotarle de claridad a ese lineamiento para que los operadores, los tercero independientes y desde luego nosotros mismos como Gobierno Federal pues tengamos las herramientas indispensables para darle certeza jurídica a este proceso de cuantificación por lo que hace al operador, de certificación por lo que hace al tercero independiente y finalmente de consolidación que es lo que estamos haciendo nosotros en este momento.

La PRMS también señala como parte de esta guía que es fundamental que los operadores den cumplimiento al marco normativo interno de los Estados, ¿no? En ese sentido creo que es donde claramente entra el lineamiento de reservas, lineamiento – y es el origen de mi comentario – que está ahorita en revisión, que está ahorita en elaboración y que me



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parece fundamental que en este lineamiento dejemos pues muy claramente establecido para efectos de México – y nosotros somos el regulador del sector exploración y extracción de hidrocarburos en México – para efectos de México qué es y qué no puede ser considerado reserva. La PRMS como guía pues tiene evidentemente márgenes de interpretación, puede alguien darle una lectura y alguien puede darle una lectura distinta. Francamente desde mi lectura, desde mi entendimiento del tema que es corto ciertamente, un pozo en aguas profundas, creo yo, no podría incorporar reservas ni siquiera 3P. Por varias razones, ¿no? Simplemente quiero aquí apuntar que desde mi perspectiva creo que eso no debería ser. Eso no es acorde creo yo además con la regulación, con nuestros lineamientos y con la metodología PRMS. La PRMS prevé algunas excepciones ciertamente, pero que creo que bajo ninguna circunstancia nos dan para considerar dentro de estas excepciones los métodos de recuperación secundaria en una asignación en la que no se ha producido un solo barril. Hay que decirlo.

En fin, dije al principio que no habría problema en mi voto a favor de esta resolución porque también lo dije antes, lo que estamos haciendo es consolidar las reservas que PEMEX cuantificó y que los terceros certificaron. Pero creo que será toral que este Órgano Regulador responsable de las actividades de exploración y de extracción sienta con absoluta claridad las bases a partir de las cuales podrán los operadores contabilizar o no reservas, deberán los terceros certificarlas o no y finalmente nosotros habremos de consolidarlas o no si se cumplen pues las bases que nosotros dejemos sentadas. Es un comentario extenso Presidente, les agradezco el tiempo, pero me parece que es bien importante señalar que las reservas vienen consistentemente a la baja. Nosotros como reguladores creo que estamos en falta en no tener con mayor detalle, con mayor claridad, las reglas del juego digamos y pues estaremos empujando fuertemente para que estas reglas queden definidas con mucha claridad. Yo adelanté una posición personal que evidentemente habremos de resolver como lo hacemos siempre pues, en este Órgano Colegiado y yo espero que el resultado al final, sea cual sea, sea con reglas claras. Perdón Presidente por el tiempo, les agradezco a todos y gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. Muchas gracias Comisionado Sergio Pimentel. Comisionada doctora Alma América.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, a mí me gustaría digamos diferir parcialmente de lo que acaba de comentar el Comisionado Pimentel, porque si bien las guías a las cuales está basada la PRMS efectivamente él leyó una definición también permiten incorporar, sino sí estaríamos en grave falta en gran parte de lo que se ha marcado el día de hoy y a mí no me gustaría que quedara esa idea dentro de nuestro público y dentro de lo que se va a aprobar si es que se aprueba el día de hoy. Uno de los puntos importantes de lo que hemos venido haciendo en los últimos años es incorporar reservas de los descubrimientos. Así está en nuestros lineamientos y también está en las guías de PRMS. Efectivamente, o sea, hay que ver hasta qué grado nosotros podemos incorporar a nivel de un pozo exploratorio con qué bases y con qué criterios que tenemos que definirlos dentro de nuestros lineamientos. Es decir, si vamos a incorporar reservas hasta con un volumen de recuperación de hidrocarburos, o sea con algún proceso de recuperación de hidrocarburos o no, en una etapa muy temprana de la exploración, en esa parte sí estoy de acuerdo. Pero las guías del PRMS sí permiten incorporar reservas con un pozo exploratorio. Y eso – si ustedes revisan esas guías – si lo pueden hacer, tan así que estamos, lo hemos hecho a través del tiempo y el día de hoy gran parte de la incorporación está dada por descubrimientos. Entonces inclusive Maximino también se está manejando, de un recurso contingente se está pasando a una reserva, ¿no?

Entonces simplemente acotarlo que efectivamente creo que hace falta definir unos criterios y eso se está trabajando dentro de la Comisión, pero sí dentro de las guías del PRMS es permitido incorporar reservas por descubrimientos siempre y cuando se tengan ciertos factores comprobados en ese pozo exploratorio y así se ha hecho y así lo han hecho los certificadores y eso lo ha confirmado la Comisión Nacional de Hidrocarburos en las revisiones que se hacen año con año. Es simplemente ahí dejo mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada doctora Alma América Porres. Comisionado Ingeniero Gaspar Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Lo que estuvimos viendo en las comparencias del operador y los certificadores es que sí necesitamos definir algunos criterios. Por ejemplo, lo que dice el Comisionado Pimentel. Un pozo o algunos pozos en un campo aguas profundas que se le pone un plan de desarrollo y todavía le inyectamos agua, recuperación secundaria, en una zona en donde con una reinterpretación sísmica se dijo que a lo mejor hay más; que vamos a tener que empezar a delimitarlo, empezar a producirlo, ver cómo se comporta y ver muchas propiedades, estudios, etc., para ver cuál es el agua adecuada para mantener su presión. O sea, tiene altas incertidumbres ese proyecto y bueno, se le dio la reserva. Lo permite o no la PRMS, permite la interpretación o no, se le dio reserva.

Sin embargo, hay otros proyectos que están en desarrollo que se le quieren inyectar agua como el caso de Yaxche y no le da la reserva el certificador. Entonces ya el criterio no me cuadra en algo que tiene menor incertidumbre como que de repente no se le quiere dar reserva. Afortunadamente como está nuestra regulación y creo yo que está atinada es que se pone la cifra del operador porque él es el que se echa el riesgo, él es el que tiene el riesgo de operar, de hacer las inversiones, etc., y él dice, esta es mi cifra y nosotros con criterios que están en nuestros lineamientos decidimos si es correcto o no o si hay que hacer una revisión. Si pueden regresar o a ver si yo puedo aquí moverle, si pueden regresar a la lámina en donde se ve cuanto da PEMEX y cuanto da el operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Las diferencias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Las diferencias. De donde observa más reservas Petróleos Mexicanos o el operador. La siguiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa, ¿no? Esa es 3P.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La que ustedes quieran.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa 2P, a ver si le sirve Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si quieres vete a 3P porque me gustó el dato con todo lo que pudiera tener asegurando que la reserva 3P de aceite se incrementa este año, marginalmente se incrementa. Pero vamos a ver en el balance. Ese balance lo único que muestra es diferencias en criterios. Tienen la misma información, los mismos certificadores y el operador tienen la misma información. Esto lo único que significa es criterios diferentes. Criterios como en uno sí te acepto ya inyección de agua y en otro no te la acepto, criterios como que yo sí veo reserva de gas en Akal y el certificador no la ve. ¿Por qué no la ve? Si sabemos que tiene gran cantidades de reserva. Ah, pues falta un plan de desarrollo. Ya se les dio el plan de desarrollo. Se supone que tienen la misma información.

Entonces es claro con esta gráfica la diferencia de criterios que hay y se vale. Qué bueno que hay diferentes criterios, qué bueno que hay ojos que piensan diferente, pero que empezar a ver cuáles son los criterios mínimos que se necesitan para acreditar una reserva e ir con la definición que nos leyó el Comisionado Pimentel o esa modificada por nosotros, la que más nos convenga. Entonces afortunadamente a final de cuentas todo el volumen de hidrocarburos está ahí abajo, lo único que estamos representando con las reservas es con la tecnología, con el precio, con la capacidad, con el modelo de negocio que tengan las empresas para sacar estos hidrocarburos. Si mejora la tecnología, si mejoran sus estructuras, si son más eficientes obviamente las reservas van a incrementar, pero el volumen ya está ahí abajo. Eso es lo que nos debemos estar tranquilos de alguna manera.

Donde sí hay una oportunidad que ya estamos viendo en las siguientes gráficas donde vemos como se han comportado las reservas, vemos que sí el aceite sube, pero el gas baja. O sea, la siguiente lámina es donde se ve el gas y eso ya lo platicamos desde la 1P. Necesitamos una estrategia diferente para darle materialidad al gas. Y regresando un poco a la de aceite, si bien se ve ese incremento marginal mi pregunta aquí y digo, lo puedes apuntar esa pregunta Alejandro, Daniel, es: ¿Cuánto se reclasificó de la 1P a la 2P o 3P? Porque sabemos que hubo una baja en la 1P. ¿Y cuánto nos benefició el precio del hidrocarburo ahora en estas cifras de reservas? Porque en donde tienes el balance de reservas, si te vas a la de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

balance de reservas, donde se ve cuánto se incorpora por integral y cuánto se incorpora.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa, la que tenías antes. Esa.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En esas gráficas realmente lo que vemos – véanla – aunque nos dice Alejandro en la 3P se ve más arriba del 100% la restitución de reserva, pues si, fue por yacimientos en donde si les pongo reservas porque inyectoro agua en Trión o porque veo el comportamiento diferente. Pero la realidad es que por descubrimientos, reserva fresca, pozos exploratorios es muy marginal, es 15% la incorporación de reserva por exploración, lo cual nos indica que necesitamos voltear a ver la estrategia de exploración y más ahora que ayer se le venció el plazo a PEMEX para presentar las asignaciones petroleras que requieren de un periodo adicional de exploración. Ahí tenemos que ver de esas que solicitó cómo va a hacer la estrategia exploratoria para que no tengamos sorpresas. O sea, sí se ve el beneficio de reservas a nivel nacional en aceite, pero hay que estar conscientes de que hay que trabajar en el tema de exploración. O sea, en las cifras está bien, se ve bien el aceite, el volumen de hidrocarburos está ahí abajo, pero en el tema de exploración y en el tema de gas tenemos que trabajar más fuerte para que pues tengamos mejores valores en el futuro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. A ver, doctora Alma América y luego Comisionado Moreira. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente para reafirmar el comentario y es en la gráfica que acabamos de ver. Si nosotros... no, en la que este eso. Sin moverle, en la gráfica que estaba puesta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En esta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver si la proyectamos por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si nosotros no se considerara la parte de los pozos por descubrimiento, los pozos exploratorios, o sea, aunque sea marginal o no, esos 684 millones no serían considerados. Ese es mi comentario que se tiene que tomar en cuenta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, el Comisionado Pimentel solicita un derecho de réplica si usted me permite Comisionado Moreira, gracias Presidente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias doctor Moreira, gracias presidente. A ver, sólo para aclararlo. Si no recuerdo mal, dije que la PRMS preveía excepciones. El tema es que en Trión estamos, el certificador está certificando mecanismos de recuperación secundaria, en Trión. Eso a mí me parece está fuera de la PRMS. Me parece a mí, digo, habrá que estudiarlo. Por supuesto que la PRMS prevé excepciones para los pozos exploratorios y qué bueno que así sea, pero no con un pozo exploratorio me parece que alcanzaría para cuantificar reservas, incluso considerando que ahí va a haber recuperación secundaria. Eso me parece que sí está fuera de la metodología.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si me permite Comisionado Franco.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Es el mismo tema?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Es el mismo?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, parcialmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. El Comisionado Moreira es generoso. No abusemos de su generosidad. Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias doctor Moreira. Si pueden ir a la lámina, unas más atrás. No sé quién las está moviendo, tú Gustavo. Esa es, ahí. Por ejemplo las que nos decía Alejandro Mar, la tasa de restitución 3P es de 165% de aceite. Se ve excelente. Pero por descubrimientos nos dice que es 60%.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El otro es la diferencia, son reclasificaciones.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- La otra son revisiones, son análisis, comportamiento de yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Son 2P que se fueron a 3P o 1P que se fue escalando a las otras.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y esa, esa, sin hacer trabajo exploratorio, esa ya nos da la tasa de restitución del 100%. O sea, si nuestros ingenieros se ponen a estudiar los yacimientos, ven cómo se comportan, mejoran las reparaciones, optimizan la exploración de los campos, usan tecnologías, ya es 100% restitución de reservas en ese volumen que ya existe. Pero no estamos metiendo el suficiente volumen por el tema exploratorio ¿por qué? por lo que ya comentaron en sesiones pasadas de reservas nos faltan pozos, nos faltan inversiones, etc., etc.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado Moreira, una disculpa por el retraso.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, muchas gracias. No quieres poner la anterior, la de la tasa. Cuando uno ve esto yo no quisiera que nos fuéramos con la idea que puede dar esto. Relación reserva-producción 2P no sé, para gas 9.1. Y suena como que tenemos gas para 9 años. Eso es totalmente incorrecto. Yo quisiera señalar que más bien deberíamos tener una preocupación muy grande por dos cosas. A medida que producimos menos gas, y eso nos pasó el año pasado, el número se ve mejor. Por otra parte, y yo creo la que nos tiene que interesar, es la relación reserva-consumo. Entonces si sacamos nosotros la relación para cuántos años tenemos gas pues ese número de 9.1 se nos va a ir a 5 y si nosotros vemos que es 2P con un cierto grado de incertidumbre pues se nos va a ir



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a 4. Entonces yo sí creo que tenemos que tener una señal de, si tú quieres de aviso de emergencia de que tenemos que ponerle más énfasis a la parte de exploración para gas donde se ve que el problema nos va a llegar primero. Entonces yo creo que la dependencia que estamos teniendo de gas importado está aquí en el hecho de que no tenemos suficientes actividades de exploración para el caso de gas y donde como bien lo señaló aquí el Comisionado Franco pues tenemos que propiciar todas las alianzas que se puedan, todas las inversiones que se puedan porque esto es un foco rojo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Moreira. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, lo que estamos viendo el día de hoy son indicadores. Son indicadores y los indicadores son para interpretar, para analizar si estamos bien o estamos mal. Y yo quisiera tomar de las cifras que hemos visto algunas breves conclusiones. Por ejemplo, vemos en el caso del aceite que traemos un ligero incremento en las reservas totales. Sin embargo, más que un incremento yo diría más bien es que se detuvo la caída. Veníamos con una caída prácticamente 5,000 millones de barriles de reservas en los últimos tres años. Nos mantuvimos prácticamente desde 2009 hasta 2014 con reservas de 30,000 millones de barriles de petróleo, de aceite, estoy hablando de aceite. Y de repente en 2015 y 2016 hubo una caída de 5,000 y luego otra caída de 5,000 y nos estamos deteniendo en este año que se cuantifica para el primero de enero de 2017, lo que nos implica pues es que no hay que echar las campanas al vuelo. Estamos sosteniendo las reservas después de que estamos viendo las consecuencias de lo que yo mencioné en la sesión correspondiente a la cuantificación y consolidación de reservas 1P, donde veíamos que algo sucedió en 2011 en Petróleos Mexicanos porque de un ritmo de 70 pozos exploratorios aproximadamente que teníamos al año prácticamente bajó a un 50%. Y luego los últimos años que fueron 2015 y 2016 prácticamente llegamos a una cantidad de 20 pozos exploratorios por año y las consecuencias de ello lo estamos observando precisamente en estas gráficas.

La situación en el caso del gas es pues más complicada aun porque en estos momentos nos encontramos en menos del 50% de las reservas totales de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gas que teníamos en el año 2013. Es decir, en cuatro años perdimos el 50% de nuestras reservas en razón de que como vimos también la tasa de restitución estamos extrayendo sin recuperar a través de descubrimientos aquello que estamos extrayendo del subsuelo. Entonces me parece que estas interpretaciones muy sencillas y breves son las que nos pueden llevar a darnos idea pues de cómo nos encontramos en estos momentos en esta materia.

Y por último el insistir pues que hoy que tenemos ya inversiones privadas en proyectos que pueden generar incorporación de reservas a mediano plazo también es importante insistir en que Petróleos Mexicanos debe reanalizar su actividad exploratoria para mejorar estas cifras y ojalá que hoy que estamos observando por lo menos en el aceite que se detiene este declive en las reservas, ojalá que el siguiente año podamos empezar a observar un incremento importante en la cuantificación y sumatoria total de reservas nacionales en el país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, nada más acotar un poquito. El tema de aceite, o sea, sí se ve esta detención o este marginal incremento, pero sí hay que estar bien conscientes de que hay que afinar criterios. Esos criterios no necesariamente pueden llevarnos a que el siguiente año tengamos un valor mayor, pero sí lo que nos va a llevar es a tener un valor con mayor certidumbre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. A ver, yo quisiera tocar este punto que ha señalado el Comisionado Franco ahorita y también lo mencionó antes el Comisionado Pimentel. Es, a ver, ¿cuál es el rol de la Comisión Nacional de Hidrocarburos? Nosotros tenemos la obligación, el mandato, de regular la metodología bajo la cual se cuantifican las reservas. La cuantificación es responsabilidad del operador. Regulamos también, además de esa metodología, exigimos que exista un tercero, un certificador externo, que dé, que dé su aval, que certifique que la reservas están bien calculadas. A ver, entonces en ese sentido como dice el Comisionado Franco y el Comisionado Pimentel, nuestro trabajo es dar una certeza jurídica, una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

base metodológica clara. Entonces, ¿cómo venimos operando hasta ahorita? Bueno, tenemos una metodología que es buena, tenemos un certificador externo, pero sin duda hay trabajos de precisión que hay que hacer. A ver, vamos otra vez a la lámina de las diferencias porque, donde si podemos ver las diferencias, donde se ven las diferencias 3P o 2P. Ahí, la que gusten.

A ver, ¿cuál es la práctica internacional? En la práctica internacional hay unos lineamientos generales, ya los refirió el Comisionado Sergio Pimentel bajo su acrónimo PRMS que es Petroleum Resource Management System. Estos son los principios, las guías generales aceptadas por varias organizaciones petroleras en el mundo de cómo cuantificar las reservas. Pero como aquí se ha dicho, la cuantificación no es ciencia exacta, son lineamientos, son principios, pero no es ciencia exacta. Están sujetos a interpretación ya en el caso a caso. Los lineamientos están claros, pero en el caso a caso, yacimiento por yacimiento, hay interpretación y así está; así funciona la industria en el mundo. Esto no es una ciencia exacta. Se trata de estimar cuántos barriles podemos extraer en cada caso y ya se dijo también eso se estima, esa es una variable aleatoria que tiene un rango de incertidumbre y dependiendo de los porcentajes de certeza decimos que es 1P, 2P o 3P.

Pero a ver, vamos a ver esta gráfica que está aquí y del lado izquierdo lo que vemos es los yacimientos en los cuales Petróleos Mexicanos estima un mayor número de barriles que se pueden extraer. Entonces aquí del lado izquierdo de la línea punteada PEMEX ve más reservas de las que ve el certificador. Del lado derecho es al revés, el certificador ve más reservas de lo que ve Petróleos Mexicanos. Entonces bueno, ciertamente no es ciencia exacta, pero no vamos y no pretendemos hacer lo que no ocurre en el mundo, convertir de esto una ciencia exacta. Pero lo que sí – como dice el Comisionado Franco – tenemos que ver cómo mejoramos nuestros lineamientos para tratar de ir cerrando estas brechas ¿no? Y en algunos casos, yo no creo que nadie se ha pronunciado de decir si PEMEX está mal en estos casos o el certificador está mal. Insisto, ambos están observando los lineamientos de la CNH, pero hay rangos de interpretación. Es impensable que estos se pueden llevar a cero, pero sería deseable que pudiéramos irlos cerrando y poder tener mayor grado de certeza en cómo se estiman las reservas en México, que es materia de la revisión que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estamos haciendo a la regulación en donde nuestro Comisionado Ponente es el Comisionado Sergio Pimentel y próximamente lo estaremos discutiendo en este Órgano de Gobierno.

Pero bien, entonces, no obstante, estas diferencias están dentro de los rangos que permite la regulación actualmente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Entonces, y toda vez que están dentro de los rangos, la cifra que se consolida, que se incorpora, es la cifra que presenta Petróleos Mexicanos, toda vez que, si bien en algunos casos PEMEX ve de menos y en algunos casos PEMEX ve de más, todo esto está dentro de los rangos que hoy permite la regulación. Con lo cual, bueno, por eso se presenta a su evaluación y en su caso aprobación estas cifras consolidadas. Pero bueno, un camino que tenemos en la CNH es dar mayor, afinar nuestra regulación que es – insisto – una buena regulación pero que podemos afinarla para ir cerrando estas diferencias.

En relación con las cifras que consolidamos, que son las que está, son las que reporta Petróleos Mexicanos con el respaldo del certificador dentro de los rangos de diferencia ya comentados, pues nada más me sumo a los comentarios con algunos señalamientos que ya hicieron mis colegas Comisionados. Buena noticia en materia de 2P y 3P, las reservas de petróleo suben, en particular las reservas 2P. Estoy viendo yo aquí, si vemos la lámina 2P. Ahí está. De 5.6 a 5.8 miles de millones de barriles de aceite 2P, pues eso es un incremento de 3.5 en 2P. Acuérdense, 2P es la cantidad de barriles, es la cantidad mínima de barriles que se espera recuperar con una probabilidad de al menos 50%. Entonces es la medida más, la medida de tendencia central digamos, no es ni tan conservadora como la 1P ni tan especulativa o de riesgo como sería la 1P que nada más tiene una probabilidad de al menos 10%. Entonces una medida central es 3P, es 2P y en 2P pues vemos un incremento de 3.5%. 3P, que tiene una probabilidad de al menos 10%, esa también sube. No, si la vemos en la anterior, también sube en aceite de 6.2 a 7.1 miles de millones de barriles de aceite. Tengamos presente que la 1P que sí cayó. Eso ya la habíamos reportado anteriormente, cayó 8.5%. Entonces, en el global cuando sumamos, cuando vemos las 3P que suma probables, probables y posibles, entonces en el global suma 2.7%. Entonces, en esa cifra digamos global, pero ojo, no es que sea una cifra total de reservas, es que simplemente si la medimos con una probabilidad de al menos 10% pues la cifra sube. Lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bueno es que también con una medida del 50%. Y es un buen indicador, es un buen resultado, es una buena noticia ahorita que la 2P y 3P ahorita estén subiendo. No obstante, tengamos presente que tenemos pendiente todavía revertir la tendencia en la 1P porque la 1P sí registró una reducción en aceite. Pero bueno, se ve la ruta de la recuperación en el sentido de que, bueno, 2P está subiendo en aceite.

En gas natural se ha dicho, pero no está de más volverlo a decir porque es preocupación de todos. Gas natural en sus tres clasificaciones se reduce, en 1P, en 2P, en 3P. Gas natural es una... este indicador es un foco de alerta en gas natural como lo hemos señalado. Las reservas de gas natural siguen bajando. A diferencia de aceite que ya se ve el cambio de tendencia el gas natural 2P y 3P a la baja. Y las tasas de restitución como ya lo vimos igualmente, ¿no? 3P en aceite y gas, en aceite 2P y 3P me parece que, a ver si vemos las tasas de restitución. Tasas de restitución de aceite, a ver vamos a ver ahí. Bueno, ahí tenemos 2P, con que la dejen una. Eso, muy bien. Gracias.

A ver, integral 2P. Cuando decimos integrales es porque no solo están los descubrimientos, están las reclasificaciones, ¿sale? Entonces ese es el mejor indicador. En aceite 2P tenemos una tasa de 46%, qué bueno que no es negativa como en gas, pero dista todavía de la tasa de restitución que debemos de tener de más del 100%. ¿Por qué nuestras tasas de restitución tienen que ser del 100%? Porque no solo se trata de reponer lo que hemos producido, sino tenemos que remontar las reservas que hemos perdido. Entonces realmente como política energética lo recomendable es que nuestra meta sean tasas de restitución en aceite y gas de más del 100%, como si lo tenemos en 3P. Pero ojo, en 2P es 46%, qué bueno que estamos viendo mejores resultados en aceite, pero tenemos que llegar a más del 100%. Y en materia de gas, bueno, pues seguimos en tasas de restitución negativas. Pues bueno, esos son – como dicen ustedes – los números sujetos a interpretación, por favor anotar que tenemos pendiente una regulación que nos está liderando el Comisionado Pimentel con el objeto de darle como dice el Comisionado Franco más certeza a las estimaciones, ir cerrando esas brechas entre los certificadores y PEMEX y próximamente lo estaremos viendo. Pero es una buena regulación que está arrojando pues los indicadores que reflejan la realidad y dónde estamos. ¿No?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionados, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva. Bueno, pues si les parece entonces damos lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.06.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 2P y 3P de Hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2017.

ACUERDO CNH.06.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones V, inciso b. y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2017.

II.2 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Procedemos ahora al tema relacionado con las solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo y en este tema me permito referir las solicitudes que se recibieron. Tenemos la toma de protesta del Consejo de Desarrollo Energético del Estado de Campeche al que asistirá el Comisionado Presidente los días 31 de mayo y primero de junio de 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso es mañana, mañana.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es. El Congreso Mexicano del Petróleo y el evento organizado por México Oil and Gas Review, al que asistirá el Comisionado Gaspar Franco Hernández del 7 al 10 de junio de 2017. Tenemos también el Trigésimo Octavo Taller y Simposium 2017 sobre recuperación mejorada de petróleo al que asistirá el Comisionado Gaspar Franco del 26 al 30 de septiembre de 2017. No sé si tengan algún comentario al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No hay comentarios Secretaria.”

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

ACUERDO CNH.06.002/17

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 las solicitudes descritas en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros, eventos, y visitas de trabajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y de las licitaciones CNH-A2-AYIN-BATSIL-/2017, CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017 y CNH-A4-OGARRIO-/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Muy buenas tardes Comisionados. Con relación al proceso de licitación CNH-R02-L01/2016, relativo a la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en 15 áreas contractuales de aguas someras, informo a ustedes lo siguiente: Actualmente nos encontramos en la etapa de precalificación. El pasado 26 de mayo se presentó al Órgano de Gobierno la relación de interesados que precalificaron en el proceso de licitación y de lo que derivó en 26, 25 licitantes, 20 de forma individual y cinco de forma agrupada. No sé si quieren que los mencione, esta lista ya está publicada en la página.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No hace falta, está publicado.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Ok. Hago de su conocimiento que a más tardar el día de mañana los licitantes precalificados podrán solicitar al Comité Licitatorio alguna reestructura de licitante, es decir que pueden modificar su interés de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

participación o sumarse de alguna otra forma con otro interesado y poder ser licitante agrupado o un socio financiero subirse a un licitante individual, cuyos resultados se presentaran el 16 de junio a este Órgano de Gobierno. Toda la información se encuentra disponible en la página www.rondasmexico.gob.mx. La fecha de presentación de propuestas de esta licitación está prevista para el próximo 19 de junio básicamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como estaba programado.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Como estaba programado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, una consulta. Mencionó usted las empresas, los precalificados, 20 individual, 5 en consorcio. Tienen la posibilidad hasta el día de mañana de hacer alguna modificación a su consorcio o de crear un consorcio dentro de las empresas que están precalificadas. ¿Estoy bien?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y luego esto lo daríamos a conocer cuándo?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Lo daríamos a conocer el próximo 14 de junio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿14 de junio?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 14 de junio damos a conocer cómo quedaría la lista final de licitantes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Esto es porque una vez que lo ingresen usted tiene que revisar que conforme a las bases de licitación estas reagrupaciones sean válidas. ¿Estoy bien? Necesita algunos días usted ahí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Para revisar, recordemos que, de acuerdo a las bases de licitación, un licitante puede tener hasta cuatro formas de participación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Muy bien, muy bien, perfecto. Muy bien, eso es en cuanto a la 2.1.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Es cuanto a la 2.1. Si me permiten, con relación a las licitaciones CNH-R02-L02/2016 y la CNH-R02-L03/2016, relativa a la adjudicación de contratos de licencia en áreas contractuales terrestres, dado que son licitaciones que se llevan en forma paralela, informo a ustedes que actualmente nos encontramos en la etapa de precalificación. Del 8 al 12 de mayo los interesados en precalificar entregaron al Comité Licitatorio la documentación para tales efectos. A partir del 15 de mayo y hasta el 16 de junio el Comité llevará a cabo la revisión y evaluación de la información presentada, cuyos resultados se presentarán a este Órgano de Gobierno el próximo 22 de junio, básicamente. Y toda la información se encuentra disponible en la página www.rondasmexico.gob.mx. La fecha de presentación de propuestas de estas dos licitaciones está programada para el 12 de julio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Muy bien, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahora bien, con relación a las licitaciones relativas a la selección de un socio para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción relacionada con las áreas contractuales Ayin-Batsil, Cárdenas-Mora y Ogarrio, informo a ustedes que a la fecha el acceso al cuarto de datos tenemos que han mostrado interés 12 compañías, de las cuales 2 de ellas ya han solicitado la acreditación del cuarto de datos que son Sierra OG Exploración y Producción y China Offshore Oil Corporation. El próximo 27 de junio es la fecha límite para solicitar la acreditación a dicha etapa. Inscritas de encuentran las mismas dos compañías y el 30 de junio es la fecha límite para realizar el pago de inscripción y solicitar cita para precalificar. Toda la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información se encuentra disponible en la página
www.rondasmexico.gob.mx.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Esa información que usted presentó es la de los consorcios.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Esta información que estamos presentando es el resumen general de las tres licitaciones de la selección de un socio para Petróleos Mexicanos, inciden las tres licitaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Muchas gracias, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Es básicamente todo el resumen que tenemos de los avances de las licitaciones en proceso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Muchas gracias Director General. Secretaria, ¿algún comentario colegas? ¿No? Secretaria Ejecutiva.”

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

ACUERDO CNH.06.003/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de los informes sobre los avances de la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y de las licitaciones CNH-A2-AYIN-BATSIL-/2017, CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017 y CNH-A4-OGARRIO-/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ. - Bien. Por ser un asunto de conocimiento no se registra votación Comisionado, únicamente se toma conocimiento. Pasamos al siguiente tema para conocimiento, es el informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo. En esta ocasión tenemos los siguientes eventos:

El Mexican Upstream Forum en el que participó como panelista el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez el día 27 de abril de 2017. Tenemos también la séptima conferencia anual de BBVA América Latina a la que asistió el Comisionado Presidente del 2 al 4 de mayo de 2017. Tenemos una reunión con el gobierno del Estado de Veracruz con el tema “Situación Actual y Oportunidades en Materia de Hidrocarburos en el Estado” en el que participó el Comisionado Presidente del día 23 al 24 de mayo del 2017. Tenemos la tercera cumbre del gas en México, evento al que asistió el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez del 23 al 25 de mayo de 2017. Tenemos el evento Perú Energía Regulación de Oil and Gas: La Experiencia Internacional en la que participó como ponente el Comisionado Gaspar Franco Hernández los días 24 y 25 de mayo. Y tenemos la conferencia ante la COPARMEX “La Transparencia como Elemento Fundamental del Éxito de la Reforma Energética” presentada por el Comisionado Héctor Acosta Félix el 25 de mayo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.06.004/17

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 el informe presentado en la sesión, mismas que fueron aprobadas mediante el mecanismo de autorización previa.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió al seguimiento de acuerdos y resoluciones.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Bien, tenemos como siguiente tema, se presenta el reporte de seguimiento de acuerdos y resoluciones, el cual les fue enviado con la debida anticipación. Únicamente les pregunto si existe algún comentario sobre el mismo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El Comisionado Franco. Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, es respecto a... por ahí había hecho una solicitud de que en las resoluciones que nosotros hacemos tenemos ciertas fechas que se le fueran poniendo, se ponen en los acuerdos pero que se le pongan la fecha porque le ponen, 10 días oficiales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o de acuerdo a lo que marca la Ley. Yo creo que vale la pena ponerle la fecha en la cuál es el límite de entrega de esa notificación o de esa resolución a los operadores. Y bueno, ahí tenemos un tema de ir optimizando también esa entrega de notificaciones a los operadores para hacer más expedito algunos trámites, etc. ¿No? Entonces sería bueno tener ya la fecha y no dejarlo abierto a lo que permita la Ley, porque pues también la Ley nos puede permitir prorrogas y cosas de esa. Poner la fecha.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, antes lo habíamos comentado Secretaria.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y la otra. El tema de cómo va la contratación de la fábrica de software que ustedes saben que es un elemento clave para sistematizar nuestros procesos de la CNH que hemos estado mapeando junto con la doctora Alma América y todo el equipo técnico de la CNH, pero necesitamos darle velocidad a esa contratación. Entonces nada más saber cómo va.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si no está aquí el Oficial Mayor para que nos dé el dato con precisión. Si no mal recuerdo, ¿tú sabes?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- En el informe se presenta el seguimiento. Durante el mes de mayo hubo algunas reuniones que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Pero ya en el último dato?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El último dato es: Se obtuvo la aprobación de Comité para el ejercicio de presupuesto del fideicomiso.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y actualmente dice qué?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Se está en espera de las observaciones del OIC.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero yo creo que no, debe de estar actualizado, porque yo creo que vamos más avanzado que esto, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? ¿Ese es el último dato? Ok. Porque yo escuché creo que estaban por lanzar el estudio de mercado o no sé si ya se lanzó.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El estudio de mercado fue previo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya fue previo. Entonces yo creo que debemos de estar... bueno, hágame un favor Secretaria Ejecutiva. Nada más asegúrese que esta es la última información. Si puede preguntarle al Oficial Mayor y nos actualiza, sobre todo aquí al Comisionado Franco que preguntó.


SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Claro.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? ¿No?"

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

ACUERDO CNH.06.005/17

 El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe sobre el seguimiento de acuerdos y resoluciones.



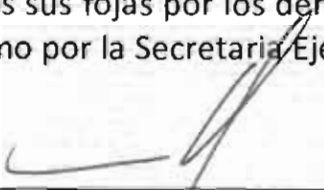
Comisión Nacional de
Hidrocarburos

IV.- Asuntos generales


En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:52 horas del día 30 de mayo de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexta Sesión Ordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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




Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente




Alma América Portes Luna
Comisionada




Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado




Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva