ÓRGANO DE GOBIERNO

CUARTA SESIÓN ORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:12 horas del día 31 de marzo 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, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuarta 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 220.00157/2017, de fecha 28 de marzo de 2017, 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:

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 1P 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 la licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL-/2017.

III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas previamente.

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 1P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2017. JCZM.

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.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado Presidente, muy buenas tardes. Se le propone el siguiente contenido, por favor la lámina siguiente. Vamos a revisar el proceso, los criterios de diferencias, análisis de la información, descubrimientos, indicadores de reservas y finalmente cerraremos con la solicitud a este Órgano de Gobierno.

El proceso, de acuerdo al programa, es entregar el informe del operador petrolero entre el primero de enero y el 15 de febrero. El 30 de enero se solicitó por parte del operador una prórroga para la entrega de la información de las reservas 1P, la cual fue atendida el primero de febrero y se le dio hasta el 28. Precisamente ese 28 de febrero fue entregada la información de reservas 1P al primero de enero. Las comparecencias se realizaron del 22 al 23 de marzo bajo la modalidad de invitar al tercero independiente y posteriormente al operador. La información adicional, producto de las comparecencias, fue entregada entre el 24 y 27 de marzo a satisfacción.

El proceso inicia con el aviso inicial, donde se presenta por parte del operador petrolero la relación de campos a certificar. Se hace una revisión de la información, se emite las inconsistencia si hubiese el caso, se hace la comparecencia que ya mencioné y finalmente se presenta las cifras de reservas para la consolidación de las reservas 1P. Pasaría la palabra al Director General César Alejandro para que continúe con la explicación técnica.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Muchas gracias Comisionados, Comisionada, buenas tardes. Pues como parte del proceso de reservas, como año con año, una vez tenida las estimaciones hechas tanto de los campos que fueron sujetos a trabajos de certificación como son en el caso de Petróleos Mexicanos, corremos a la aplicación de los

criterios para ver cómo son estas diferencias respecto a las cifras del certificador. Entonces, en la aplicación de los criterios, nosotros hacemos la aplicación de este primer criterio, que únicamente lo que nos menciona es que se hace un comparativo entre cómo es la cifra que estima el operador petrolero – en este caso la mayoría son campos de Petróleos Mexicanos – con lo que estiman los certificadores. La gráfica que aquí mostramos a la hora de correr este criterio para el caso de las reservas probadas de aceite, por parte del lado del operador petrolero – que son las barras del lado izquierdo que vemos en color verde – se presentan diferencias mayores o superiores al 10% como lo marca el criterio. Esto quiere decir que el operador en sus estimaciones de reservas ve mucho más volumen adicional a las cifras que él estima. Por otro lado, del lado derecho, tenemos algunos campos en donde el certificador a la hora de hacer sus estimaciones y hacer este comparativo de diferencias, él ve mayor beneficio para los campos. En otras palabras, él determina que en sus estimaciones ve mucho más volúmenes de los que el operador petrolero traía en sus estimaciones.

¿Por qué se hacen las diferencias entre estos dos? Si recordamos un poquito, la evaluación de estos criterios son diferencias absolutas. Entonces un poquito para clarificar es que en estas diferencias absolutas en algunas ocasiones hay campos que traen por parte del operador petrolero una estimación mayor y en otros campos es lo contrario, ¿no? El certificador es quien ve un poco más de reserva en las estimaciones. Le damos a la siguiente por favor.

Asimismo se corre el mismo criterio para lo que son las reservas de gas. Ahí podemos observar que algunos de estos campos que venían con estas diferencias tanto para el aceite se ven reflejados nuevamente en el gas, porque este gas es producto del gas asociado que producen estos mismos campos. Asimismo, existen algunos campos que ya por su propia característica a nivel de yacimiento son más productores de gas o inclusive de gas y condensado. Entonces ya es una combinación de ambos campos en donde se van viendo estas diferencias. Aquí también se presentan los principales campos que tuvieron las diferencias mayores en este primer criterio en el gas. Vamos a la siguiente por favor.

También para efectos de petróleo crudo equivalente, que ya sería la suma de ambos ya en términos de volúmenes líquidos, tenemos que prácticamente se vuelven a repetir algunas diferencias en algunos campos que ya habíamos mencionado previamente en las otras dos láminas anteriores. Tenemos el caso de prácticamente estos campos pertenecientes a la región marina, que es Akal, Zaap. Que por ahí aparecen otros campos del lado derecho donde el certificador ve más volumen, como es el caso de Ayatsil, el mismo Ku. Y algunos campos que aparecen que están ubicados en las zonas terrestres, como el caso de Agua Fría, Corralillo; algunos de la región sur como Jujo Tecoaminoacán. Entonces si vemos es una combinación en general de todos los trabajos de certificación que se hicieron y se sometieron en el proceso anual. La siguiente por favor.

Una vez que nosotros identificamos estas diferencias, medimos realmente el impacto, cuál es el impacto que tiene esa diferencia como tal dentro del agregado de los campos sujetos a certificación en un año. Como observamos, a la hora de medir ese impacto todas las diferencias son menores al 5%. Es decir que la diferencia que haya entre la estimación del operador y el certificador como tal tiene un impacto mucho menor al 5% de todas las cifras certificadas de los campos en el año de evaluación, dando como valores pues positivos y están dentro de las diferencias permitidas por la regulación. La siguiente por favor.

Aquí ya tenemos como tal la consolidación de las cifras nacionales de las reservas 1P para el primero de enero 2017. Si observamos, para el caso del 2017 las cifras de aceite en millones de barriles son alrededor de 7,037 millones de barriles. Para el caso de la cifra del gas tenemos que son 10,402 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso de las cifras en petróleo equivalente en millones de barriles tenemos 9,160.7. Estas cifras ya actualizadas y consolidadas, al hacer el comparativo con las cifras que teníamos reflejadas el año anterior en el proceso anterior, observamos que existe una variación. Esta variación a nivel porcentual en el caso del aceite representa -7.9%, en el caso del gas representa -17.8% y a su vez para el caso del petróleo crudo equivalente el -10.6%. Ahora vamos a platicar un poquito en más detalle cómo es esta evolución de estas cifras.

Aquí en la siguiente lámina vemos las mismas cifras haciendo un comparativo con el año anterior pero ya de manera esquemática en donde

podemos ver estas variaciones. Prácticamente esas cifras que traíamos el año pasado en las probadas de crudo pues ya se ve esquemáticamente la representación de estas disminuciones. En el caso de gas también se ve ese reflejo en la disminución. Y al final para efectos del petróleo crudo equivalente también vemos un poquito cuál es la cifra ya actualizada y lo que representa a nivel de porcentajes para la nación. La que sigue por favor.

Ahora, en la siguiente lámina, ya hablando de los campos como tal una vez que se tienen estimadas las reservas, observamos aquí que prácticamente alrededor de unos 15 campos representan prácticamente el 70% de las reservas de aceite de la nación o del país. Todo lo demás está distribuido en los campos que se van certificando, cuantificando de manera anual. Algo aquí interesante es que tenemos dentro de los primeros campos nuevamente los campos pertenecientes a las regiones marinas que año con año siguen siendo en el ranking los principales que tienen contenidos las reservas de la nación. Le das a la que sigue por favor.

Ahora tenemos la gráfica de los principales campos de gas. Aquí es una combinación de ambas como les comentaba. Hay unos campos que por su naturaleza o por el tipo de yacimiento son completamente productores de gas. Muchos de ellos se integran dentro de este ranking también del 70% de cifras de contribución a las reservas nacionales. Y los primeros que están ranqueados básicamente son los mismos campos en donde este gas es prácticamente el gas asociado al aceite que ya veíamos en las láminas anteriores. La que sigue por favor.

Ahora, para efectos de contabilizar todo a nivel de líquidos, tenemos el petróleo crudo equivalente. Y vemos que estos campos de la región marina prácticamente son los primeros en donde traemos las cifras o el mayor de cifras a nivel de ranking de reservas 1P. Por ahí figuran algunos campos, que como les comentaba, en las áreas terrestres que también son campos muy importantes que prácticamente contribuyen a las reservas de la nación en la parte de las probadas. La que sigue por favor.

Ahora, como parte de los trabajos también de lo que presentan dentro del proceso, normalmente se nos dan de alta las incorporaciones. Es decir que de los descubrimientos que se llevan a cabo en el año anterior se hace una

evaluación para ver cuáles de ellos pueden reportar las reservas o en otras palabras cuáles son los que incorporan reservas hacia la probada. Este año, perdón, el año pasado como tal, uno de los descubrimientos que pudo aportar cifras a las reservas probadas es el caso del campo Pokche. Este campo Pokche prácticamente está ubicado en una región marina. Es un campo que tiene unas características de fluido de más o menos 42 grados API y las reservas probadas con las que fue estimado a nivel de aceite tenemos que contribuyen a un 43.9 millones de barriles, para el caso del gas natural tenemos 78.8 miles de millones de pies cúbicos y para el caso de las de petróleo crudo equivalente tenemos 57.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La siguiente por favor.

Ahora, otro indicador que nosotros a la hora de hacer la estimación ya de consolidar todas las cifras que se van reportando por parte del operador petrolero, hacemos el cálculo para ver cómo es la restitución de las reservas. ¿Qué es esto de la restitución? No es otra cosa más que los barriles que producimos como se van restituyendo de acuerdo a los trabajos o las revisiones que se hacen durante el año. En primera instancia tenemos lo que es la tasa de restitución integral. Esta tasa de la restitución integral es lo que va midiendo de alguna manera cómo es esa restitución o la reposición de estos barriles que producimos con las estimaciones del año referente a las reservas probadas. Observamos que para el caso del aceite se quedó en una cifra de 23.4%. En el tema del gas la reducción es de -5.7% y para el caso del petróleo crudo equivalente es de 2.8%. Adicional a eso también se estima o se calcula un indicador para medir el éxito de los descubrimientos en la incorporación a las reservas y a la hora de estimar estas cifras tenemos que ese descubrimiento pues contribuía en un 5% prácticamente para el aceite. Perdón, 5.6% para el aceite, tuvo una contribución en el gas de 3.7% y ya a nivel de petróleo crudo equivalente tuvo una contribución de 5.1%. La que sigue por favor.
Ahora, una vez que ya tenemos todas las cifras...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón Director General. Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón Director General. Por ahí también hay un indicador de reservas que tiene que ver con la

relación reserva-producción. ¿Esos datos fueron estimados en este análisis para la 1P?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, también le comento Comisionado. Normalmente como parte del proceso, ya una vez que se tienen las cifras estimadas y el cierre de la producción anual prácticamente al 31 de diciembre, nosotros también procedemos a la estimación de estas cifras. ¿Eso cómo es? Pues únicamente lo que se hace es que con estas cifras y la producción del año se divide para ver cuantos años son los que tendríamos en este indicador. Le doy las cifras. Prácticamente la relación reserva-producción para el caso del aceite en la 1P sería el equivalente a 8.9 años., para el caso de las cifras de gas sería el equivalente a 4.9 años y para el caso del petróleo crudo equivalente sería el equivalente a 8.2 años.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Por nada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Quizás nada más para dar claridad al dato que acabamos de escuchar. Lo que implicaría este periodo que nos están mencionando de 8.9 años en el caso de aceite y 4.9 en el caso de gas implicaría que, si la producción continuara al ritmo que actualmente se tiene sin ningún nuevo descubrimiento ni ninguna nueva incorporación de reservas, la producción del país terminaría en 8.9 años. Sin embargo esta cifra siempre varía porque obviamente sí se siguen haciendo nuevos descubrimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y reclasificaciones de 2P a la 1P.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y reclasificaciones e incorporaciones. Entonces, por eso quizá si comparamos cada año pues veremos que son cifras semejantes, aunque sí hay una – vamos a ver más

adelante – una drástica caída en la incorporación de reservas. Pero esta cifra tiene que ser analizada bajo este contexto. Eso es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Creo que el cálculo aritmético quedó muy claro, ya nos explicó el Director General, es dividir la cantidad de aceite que se tiene entre la producción actual. Pero la producción actual si no se hace nada, que sería el planteamiento de esta fórmula, va declinando. Entonces realmente el número tampoco es tan exacto, ¿no? No es que podamos estar manteniendo la producción sin hacer nada. Pero también creo que lo que es mucho más importante es lo que dice el Comisionado Acosta. Tenemos reservas 2P y 3P que más adelante pudieran transformarse a 1P, lo cual haría sustentable la producción de hidrocarburos por mucho más tiempo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, aquí estamos hablando de 1P nada más.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Efectivamente. Aquí nada más es de 1P y, como lo comentan ya todos los Comisionados, efectivamente ese indicador es muy dinámico. En realidad se va actualizando en función de las reservas que se vayan estimando año con año y tiene estas variaciones que no necesariamente son muy drásticas. Y principalmente lo que marca es: Al ritmo que vamos de producción cómo se van moviendo estas reservas año con año.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro? Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ok. Bueno, aquí en la siguiente lámina tenemos ahora este comparativo ya más desglosado que tiene que ver un poquito con las diferencias de que tenemos las reservas al primero de enero que teníamos anteriormente y las nuevas cifras. Para

el caso del aceite, prácticamente si nosotros hiciéramos la resta aritmética de las cifras como tal, la diferencia es alrededor de 603.7 millones de barriles. Eso básicamente si nosotros le descontáramos la producción inclusive veríamos que la producción es mucho mayor. Entonces lo que se intentó fue prácticamente restituir, como lo hacen en la práctica internacional, estos barriles extraídos para la nación. Algo también interesante es que existió una delimitación de un campo – ahí se menciona, es el campo Tsimin –, esta delimitación pues tuvo un efecto a la baja de las reservas también estimadas por parte del operador, que en este caso fue Petróleos Mexicanos y se hizo un ajuste para descontar estos volúmenes de las reservas que traía anteriormente.

Por otro lado, a nivel de desarrollos se observa que hay un incremento con todos los trabajos que se hicieron durante el año por el operador petrolero. Y a su vez en la parte de revisiones, esto normalmente va más asociado a cómo se van comportando los yacimientos, todos los efectos que tienen a nivel de la extracción a la hora que se intenta ir produciendo de manera temprana todos los yacimientos. También en el caso de que se hagan algunas revisiones de tipo de estudios, actualizaciones, se van adecuando todos estos valores o cifras. Y ya al final todo esto se conoce pues como el balance de la reserva para llegar a esos 603.7 millones de barriles. En otras palabras, si nosotros viéramos, prácticamente la producción contribuye mucho a lo que es la disminución de las cifras. La que sigue por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un momento. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, bueno, el descubrimiento ya por ahí explicaste Alejandro que es debido a un pozo. La delimitación Tsimin hizo que se hiciera un balance en las reservas a la baja. ¿En el desarrollo que hay?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Es una combinación en el desarrollo de varios factores. Normalmente el desarrollo va más enfocado en lo que son las reservas probadas, a las reparaciones mayores, a ciertas localizaciones o a veces ya están los pozos perforados pero digamos que a nivel de reservas incrementales no se han disparado algunos. Entonces

básicamente todo lo que tiene que ver con efectos del desarrollo es lo que se puede producir de manera temprana. Entonces se van haciendo estas re-estimaciones, balances o nuevas propuestas en las actualizaciones del desarrollo año con año y en el balance también como se va efectuando en algunos campos fue favorable, o sea tuvieron estos incrementos. Otra cuestión también de temas de desarrollo es que, por ejemplo, si algunos campos tuvieron una mejor producción o se les ve mayor potencial también esto se ve reflejado en las reservas. Ahí no está explícito como tal, pero existe en las revisiones un campo marino que se llama Yatsil y el prácticamente duplicó las reservas que tenía por el comportamiento de las producciones que presentó en el año.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y ese Yatsil está en desarrollo o está en revisiones?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Está dentro del desarrollo porque contribuye.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y con cuánto contribuye?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Prácticamente más o menos por la cifra sería alrededor de un 40% de lo que está ahí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De lo que está ahí. Y otro está repartido en otros campos...

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- A nivel nacional.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.-...que reparan pozos, que perforan más pozos, que modifican su plan de desarrollo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, normalmente lo que se hace es que se van actualizando los planes de desarrollo como tal para efecto de las reservas porque recordemos que las reservas es un reflejo en

realidad de este sustento o de la visión estratégica en el corto, largo o mediano plazo dependiendo de las categorías que estemos analizando. Entonces prácticamente el reflejo de las reservas no es otra cosa más que una combinación entre la actividad, la cuestión técnica de los yacimientos a nivel de su comportamiento, cómo se van moviendo a nivel de la extracción y los fluidos que hay dentro de los mismos para ir haciendo estas producciones. Y también un poco la combinación de las premisas económicas, ¿no? Vamos a ver más adelante para el tema del gas también cómo afectaría o que beneficio tendría esto de las premisas.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- La siguiente por favor. Bueno, aquí ya en el caso el gas, básicamente haciendo la misma analogía del aceite, a la hora de hacer la resta aritmética entre las reservas del año anterior con estas nuevas que se están proponiendo, la diferencia es alrededor de 2,249.4 miles de millones de pies cúbicos. También si observamos la producción referente al gas del año pasado pues es alrededor de 2,128.1 millones de pies cúbicos. Prácticamente es en el mismo sentido que la producción como tal es la que está contribuyendo a la disminución de estas reservas. Asimismo pues como mencionábamos, el campo Tsimin es un campo por sus características de gas y condensado, entonces aquí se ve más ese reflejo hacia el gas que le está impactando en la disminución de esos -547.3 miles de millones de pies cúbicos en el ajuste. La siguiente por favor.

Y ya a nivel de petróleo crudo equivalente, básicamente la diferencia entre la cifra del año anterior y la nueva es de 1,082 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y prácticamente se ve esa consistencia que la producción como tal es la que más contribuye. Adicionalmente tenemos lo que le comentaba de la delimitación de este campo y en su caso algunos campos de algunas regiones en tierra que sufrieron revisiones, que también sus reservas fueron a la baja. Algunos son campos que prácticamente están contenidos en la región sur. Y por parte del desarrollo pues se tuvo esta adición de barriles también a recuperar en el corto plazo. La que sigue.

De manera aquí resumida vamos a mencionar algunas explicaciones de esta variación que les comentaba. Para efectos de facilitar la explicación lo dividimos en regiones. Tenemos lo que es la parte de los campos que están contenidos en las zonas marinas. Y básicamente ahí las variaciones fueron en el campo Ixtal debido a la declinación y la entrada de agua que no se tenía... ¿cómo se llama? Que fue prácticamente no se tenía concebida que iba a avanzar de manera temprana y fue una intrusión que no permitió que parte de estos volúmenes se pudieran recuperar, abandonando ciertos pozos por esta entrada de agua o esta irrupción de agua que no se tenía. También como ya se mencionó tenemos el caso del campo Tsimin como tal. Con esta delimitación se tomó la información de algunos pozos, que es el 34, 24 y 53, para poder actualizar los modelos petrofísicos. Adicional a ésto se tuvo también la perforación de un pozo adicional, que fue el que modificó verticalmente la estructura del yacimiento y también se hizo una acotación a nivel del área, fue mucho menor el área, por lo cual se tuvieron que volver a re-evaluar los volúmenes originales, volver a ajustar las reservas. Y una vez que se tuvo esto, ya al actualizar la cifra, pues sufrió esta disminución prácticamente de la mitad de lo que traía el estimado en el año anterior.

Finalmente tenemos la región norte. En la región norte hay una combinación de factores. Las principales disminuciones son debido a que ha habido poca inversión como tal. También ha habido una reducción a las actividades que se van haciendo para ir desarrollando los campos a nivel de perforación o reentradas a pozos. Prácticamente la mayoría son del activo Chicontepec los campos que sí tienen este efecto. Y existen algunos otros en general de la región norte que también por dada la baja actividad que ha tenido esta región en tierra pues no han podido prácticamente restituir estas reservas o ir a desarrollarlas como tal.

Y finalmente tenemos campos asociados a la región sur. En el caso de la región sur es una parte es el efecto de la disminución de estas inversiones que igual deriva en que el desarrollo se ve frenado o se ve limitado a ir a producir esos barriles como tal. Y adicionalmente pues las cuestiones ya técnicas del yacimiento, que muchos de estos yacimientos ya son muy maduros, prácticamente tienen reservas probadas y han tenido complicaciones en su extracción que normalmente se empiezan a conificar por el tema del agua o cuando están muy pegados al casquete de gas-aceite

no permite que puedan seguir produciendo y los tienen que ir cerrando. Entonces esto también contribuye a lo que es la actualización de las reservas como tal, dando una disminución de estos campos. Y otra cuestión es que por ahí tenemos algo que se conoce como las ventanas de aceite, sobre todo de un complejo que se llama Antonio J. Bermúdez. Este complejo Antonio J. Bermúdez es donde están contenido la mayoría de estos campos y son los campos que si – recordemos en la presentación – son parte del ranking, son de los principales. En otras palabras, se ha ido reduciendo prácticamente el espesor, donde nosotros podemos ir a recuperar ese volumen se ha hecho cada vez menor. Y esto ha afectado directamente a las reservas probadas para tener datos menores en la cifra que se estimó por parte de Petróleos Mexicanos este año. Ok, la siguiente. Le cedo la palabra al maestro Mena.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Resultado de los procesos mencionados en el presente análisis, se presentan a este Órgano de Gobierno los siguientes valores de reservas probadas de hidrocarburos. Para el aceite 7,037 millones de barriles, para el gas 10,402 miles de millones de pies cúbicos y para el petróleo crudo equivalente 9,160.7 millones de barriles. Si tuvieran alguna duda antes de cerrar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Comisionada doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. En realidad más que duda es un comentario. Estamos viendo que la mayor parte de los comentarios por lo cual las reservas 1P están decreciendo es la declinación avanzada de las reservas de la mayor parte de los yacimientos en campos maduros. Y, digamos, es la irrupción de agua en algunos de estos yacimientos de los que nos comentaron. Por cierto, antes que nada felicidades por el trabajo. Creo que cada año hacen un trabajo, digamos no se ve, pero es un trabajo muy muy completo porque se revisa la mayor parte de los campos de México, en muy poco tiempo y pues muchas felicidades por todo el trabajo que realizan tanto de los operadores como

de los certificadores. Pero viendo los resultados vemos que la declinación es más fuerte de lo que pensábamos y por lo tanto los factores de recuperación están decreciendo conforme lo que se tenía en un principio calculado.

Aquí el comentario va en que para poder sustentar las reservas que nos presenta los operadores deberían de tener un plan de desarrollo y nos lo deberían de estar presentando cada año con modificaciones. Entonces simplemente como una recomendación para los operadores deberíamos de poner de que nos presenten los planes modificados de los planes de desarrollo y ahí sí va la recomendación. Los factores de recuperación podrían verse incrementados en un momento dado si se plantearan algún tipo de procesos de recuperación mejorada si es todavía posible en este tipo de yacimientos. No sé si a estas alturas de declinación sea posible, pero se tendría que estar estudiando, ¿no? Entonces creo que es una recomendación que yo podría hacer. Que primero presenten los planes de desarrollo modificados de donde no se esté teniendo lo que ya habían calculado ellos de principio para sustentar esas cifras y segundo que en donde se pueda se haga un cálculo o un estudio de factibilidad de tener procesos de recuperación para incrementar los factores de recuperación. Esa sería mi recomendación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Se dijo hace rato, pero se dijo de manera creo tangencial. Solamente estamos hablando en efecto de la reserva 1P que es la reserva más importante en términos de producción porque es la que tiene hasta el 90% de posibilidades de llevarse a cabo la extracción del hidrocarburo. Tenemos la reserva también 2P y 3P que no están siendo materia de análisis, la 2P que solo tiene un 50% de posibilidades y la 3P que es la más incierta de todas que solo tiene el 10%. Solamente estamos hablando de la 1P, que insisto es la más importante de todas en términos de producción. Y una pregunta. Se inició la presentación poniendo 13 campos que eran una muestra representativa entiendo de estos. No sé cuántos se revisaron, es la pregunta que yo quisiera hacerle ingeniero, del primer criterio, ¿no? Y si cuando rebasa un 10% la estimación de Petróleos Mexicanos frente a la del

certificador pues ahí hay digamos una primera diferencia que hay que resolver. Si está por arriba del 10% pasamos al segundo criterio que ya queda claro aquí hay algunos campos en la primera lámina insisto, que están en pantalla son sólo 13 pero entiendo que hubo muchos más. Tienes el dato ingeniero de cuántos campos del total de lo que ustedes revisaron están por arriba de este primer criterio, entendiendo que después todos pasan el segundo y entonces no hay problema. Pero simplemente como para tener referencia de su trabajo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Gracias Comisionado. Como comentamos, estos son los más representativos por las diferencias que se tienen prácticamente ya sea en los barriles o los millones de pies cúbicos que representan. Alrededor la muestra son alrededor de unos 156 campos. La muestra es mucho más grande, prácticamente el inventario de reservas de campos es alrededor de 700 para la nación. Y prácticamente 150 fueron los que se pasan este criterio, nada más que las diferencias o el impacto respecto a los campos certificados en los trabajos sujetos a consideración también de Petróleos Mexicanos y los certificadores pues tienen diferencias mucho menores. Por eso aquí se ponen los representativos.

Ahora, como el criterio corre de manera independiente por productos, hay casos en que se pasan en un 10% ya sea en el gas o en el aceite. Otros pues por la naturaleza de los mismos yacimientos únicamente son campos que prácticamente son gaseros. Entonces se tiene como una combinación a nivel nacional de todos estos efectos, también dependiendo del tipo de yacimiento que se revisa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, estamos viendo aquí una serie de cifras que podemos tomar como indicadores y respecto a los cuales yo creo que es importante hacer algunas reflexiones. En principio decir que, debido al avance que tenemos en la reforma energética y a la reciente asignación de diferentes áreas contractuales a empresas privadas, realmente la cuantificación de reservas

que estamos haciendo en este momento pues prácticamente equivale a las reservas de Petróleos Mexicanos. O sea, todavía estamos pues en una etapa en la que las reservas nacionales son equivalentes a las reservas de Petróleos Mexicanos. Y estos indicadores precisamente nos reflejan las condiciones en las que podemos evaluar a esta empresa productiva del Estado.

Hay varias cifras que es importante destacar y lamentablemente no son positivas. En primero, el primer caso que es lo que nos ocupa que es la cuantificación, se nos indica que hay una caída de -7.9% respecto del año pasado en cuanto a la cuantificación de reservas en materia de petróleo o aceite como técnicamente aquí se le denomina y de -17.8% en el gas. Ese quizá es el dato más importante. Y a su vez se refiere hace un momento a otro dato que tiene que ver con... en estas condiciones de seguir la producción como actualmente se tiene, en el ritmo que se tiene, y si se congelara la actividad exploratoria y la reclasificación de reservas y no hubiera más descubrimientos, la producción mexicana únicamente alcanzaría para los próximos 8.9 años en materia de aceite y para gas en 4.9 años. Ya se explicó también que esta cifra es relativa en virtud de que pues simplemente el congelamiento no existe. No solamente no existe porque PEMEX sigue realizando actividades y adicionalmente porque gracias a la reforma energética se tiene la incorporación de nuevos agentes que están permitiendo que exista mayor actividad exploratoria y mayor actividad de descubrimientos. Así como también pues se está realizando a través de exploración superficial una serie de autorizaciones que permiten detectar áreas donde puede ser susceptible localizar recursos prospectivos.

Ahora, también es importante señalar que, si bien es cierto no hay congelamiento de estas cifras en cuanto al periodo de tiempo que podamos tener producción, sí encontramos algunos riesgos. Y esos riesgos son relacionados con otro dato que también vimos que es lo relativo a la tasa de restitución de reservas. En materia de restitución de reservas una situación importante para efecto de tener un diagnóstico sano es que por cada barril que se extrae por lo menos exista otro que lo restituya en descubrimiento. Y aquí lo que estamos observando es que tenemos un 23.4% en materia de tasa de restitución de reservas en aceite, es decir que

de cada 100 barriles que extraemos solamente se tienen descubiertos o se restituye en esa medida 23.4 en gas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En petróleo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Perdón, en aceite. Y en gas tenemos una tasa negativa. Es decir, no llegamos ni siquiera a recuperar un metro cúbico de gas por cada uno que estamos extrayendo. Y esto se debe también creo yo a la actividad exploratoria que está teniendo Petróleos Mexicanos. En una tabla que me permití solicitar para efecto de hacer el comparativo histórico de 2002 a la fecha, es decir en los últimos 14 años, tenemos que una de las principales actividades exploratorias efectivas que es la perforación de pozos exploratorios ha caído de forma drástica a partir del año 2010. Del año 2002 al año 2009 traíamos en Petróleos Mexicanos un promedio de 72 pozos exploratorios perforados por año, 72 pozos. Y a partir de 2010, de hecho hay una caída drástica de un año con el otro, en 2009 fueron 75 y en 2010 fueron 39. Y a partir de ese año, precisamente de 2010 a 2016, el promedio de perforación de pozos es de 31.14. Es decir, bajó de 72 pozos que se perforaban por año a 31. Si no hay perforación pues difícilmente puede haber descubrimientos e incorporación.

Sin embargo hay dos años que llaman la atención, 2014, 2015. Quizás los últimos 2014, 2015 y 2016 donde se perforaron históricamente la menor cantidad de pozos. 2014 con 24, 2015 con 26 y el año pasado 2016 con solo 21 pozos. Es decir que el promedio de 31 de los últimos 7 años todavía bajó drásticamente en los últimos tres, a pesar de que en los años 2015 y 2016 las inversiones en materia exploratoria no bajaron. Es decir, prácticamente se mantuvieron en los registros históricos e inclusive teniendo algunos incrementos importantes en materia exploratoria. Dicho lo anterior, me parece importante que se recomiende a Petróleos Mexicanos que analice sus actividades de exploración porque las cifras y los indicadores que estamos observando derivado de la presentación que nos acaba de hacer la Unidad de Extracción nos indican pues que hay fallas en esta materia de actividad que está realizando Petróleos Mexicanos. Y que, repito, la evaluación que, a pesar de que es una cuantificación nacional, aun refleja solamente las actividades de Petróleos Mexicanos. Me parece pues que es algo que Petróleos Mexicanos debe analizar de manera interna e identificar cuáles pueden ser las áreas de oportunidad para mejorar estas cifras,

independientemente del contexto internacional que hay en materia de la baja en el costo del petróleo y que implica obviamente menos ingresos para esta empresa productiva del Estado. Es todo compañeros.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Presidente, compañeros. Bueno, ya el Comisionado Acosta dijo varias cifras creo importante relacionadas con este tema de las reservas probadas del país. Y obviamente ya vimos en el balance, si te vas creo que es la siguiente lámina en el balance, estamos viendo... vete al de petróleo crudo equivalente. Estamos viendo que gran parte de esa reducción en las reservas se debe a la producción. Esa producción que obviamente necesitamos en el país y que Petróleos Mexicanos está haciendo el esfuerzo para proporcionarnos esos hidrocarburos y poder estar moviéndonos aquí en nuestro país.

Lo que sí es cierto es que estamos viendo ahí que por descubrimiento es alrededor del 5% de la restitución. Y me uno al comentario del Comisionado Acosta en el cual necesitamos estar de alguna manera también como reguladores y eso sería como una especie de también pensar que sí tiene la obligación el operador pero también nosotros como reguladores estar tratando de vigilar la manera de hacer una mejor estrategia exploratoria. Y me refiero por ejemplo a que el próximo mes de agosto se le van a vencer el plazo original a muchas de las asignaciones petroleras que les fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos en la Ronda Cero. Y en mayo, en dos meses, tiene que demostrar que cumplió con el compromiso mínimo de trabajo. Pero también otro tema de reflexión para nosotros aquí en la Comisión es que le aprobamos todos los pozos exploratorios y todos esos pozos exploratorios también viene asociado a un plan de exploración que nosotros también debemos reflexionar sobre la manera en que los estamos evaluando. Y esa evaluación tiene que ir mucho enfocada pues a vigilar que esa tasa o esos volúmenes debidos a un descubrimiento tengan una probabilidad de incrementarse.

Otro tema es el seguimiento al comportamiento de los yacimientos. Nos explicaba aquí nuestro Director General que algunos sorprendentemente

llegó el agua, avanzaron los contactos. Sabemos que se han usado muchas técnicas para la extracción de hidrocarburos, incrementar la producción que requiere el país, se han hecho muchos esfuerzos para poner a producción estos yacimientos. Pero por ejemplo vemos ahí que 19 de ellos representan el 70% de las reservas 1P. Tenemos que estarlos vigilando. Y seguramente estos se van a reflejar un poco en las reservas 2P y 3P. Entonces tenemos que vigilar que el comportamiento de esos yacimientos pues sea bien administrado. Es algo que también como reflexión a la Comisión no nada más dejárselo al operador, tenemos que analizar cómo podemos apoyar.

Otra es el seguimiento a los planes de desarrollo. En los planes de desarrollo se van a ver las actividades que podemos realizar, si eso nos va a permitir conservar la reserva de hidrocarburos, si eso nos va a permitir incrementar o mantener la producción de hidrocarburos del país. Pero también como reflexión para la CNH y para los operadores verificar si realmente requerimos de una alianza, de una ayuda, de hacer un farmout, porque ya no es suficiente a lo mejor el esfuerzo que estamos metiendo ahí o es muy desgastante y requerimos de alguna ayuda. Tenemos que analizar esa parte también.

Me queda claro que para todo se requiere dinero, el recurso financiero es muy importante para esto, pero también en los yacimientos tenemos que promover que se documenten todas las actividades necesarias para maximizar ese valor. Y si nos hace falta dinero, estar viendo también la posibilidad de cómo le hacemos para hacernos de ese dinero. Si no le documentamos un proceso de recuperación secundaria o mejorada, pues sigue también teniendo ahí una limitante a lo mejor por dinero o por la tecnología. Tenemos que ver la manera de documentar todo lo que sea necesario para el yacimiento y ver los mecanismos con los cuales nos vamos a hacer de ayuda para maximizar ese valor.

También en el tema de gas, bueno, pues ya vimos las cifras que también mencionó aquí el equipo. Tenemos que hacer algo, alguna manera diferente de evaluar esos proyectos de gas para que sean un poco más atractivos para la industria. Y también en la presentación que nos dio nuestro Director General señalaba que luego hay modificaciones a los planes debido a las sorpresas que nos puede dar el yacimiento. En una

delimitación que nos dice que hay menos recursos, los avances de los contactos que nos dicen que vamos a tener que cerrar pozos, que no está todo el volumen que esperábamos. Eso tiene que hacer también bajo el concepto que toda reserva es reconocida siempre y cuando tenga un plan de desarrollo aprobado. Tenemos que hacer que el operador verifique si los planes o las modificaciones de los planes que hizo debido a todos estos hallazgos tienen que ser modificados. Obviamente en nuestros lineamientos también tenemos un margen en el cual señala una variación en presupuesto o una variación en la estrategia que si aplica deben venir para que nosotros aquí en la Comisión podamos llevar a cabo el análisis de este tipo de proyectos.

Esos comentarios que hago son un poquito para que también reflexionemos dentro de la Comisión, porque es claro que los volúmenes de hidrocarburos están allá abajo. El concepto de reserva 1P de que al menos tenga la probabilidad del 90% con la tecnología, las inversiones, costos, rentabilidad, se pueda obtener ese producto cambian con el tiempo. Entonces lo que nosotros debemos tratar de promover es que seamos más eficientes en la optimización de costos, en poner mejores tecnologías, para poder incrementar ese volumen de reservas 1P. El volumen de hidrocarburos en bruto está allá abajo. Hay que ver la manera más inteligente de que lo podamos sacar. Pero lo que quiero también remarcar otra vez es que no le dejemos todo al operador aunque esa es su atribución y es su responsabilidad. Creo que como reguladores podemos ayudar a definir alguna estrategia que permita incrementar estos indicadores a favor del Estado mexicano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues totalmente de acuerdo con todos los comentarios. Yo nada más quiero enfatizar que la incorporación de reservas puede darse a través de todo lo que es la exploración, que son los nuevos descubrimientos. Y ya nos lo dijo ahorita, lo hemos repetido en varias ocasiones que el descubrimiento del pozo Pokche, este yacimiento, los 49 millones de barriles alcanzarían solamente a cubrir el 5.6% de toda la producción de 2016, o sea nada. Otra forma de incorporar reservas es con lo que una tenemos localizado que son

los yacimientos actuales, los yacimientos maduros y los nuevos. Y ahí pues tiene que ver la administración del yacimientos, las nuevas tecnologías que puedan estar disponible y los costos de operación, los precios de mercado también de los hidrocarburos y hasta las cuestiones de régimen fiscal.

Lo que percibimos ahorita en la presentación es que realmente el que aportó la mayor cantidad de las reservas fue la segunda parte, la que tiene que ver con la extracción, con la optimización de los hidrocarburos que ya están descubiertos. Entonces a mí me parece que hay que enfatizar en que esta estrategia de exploración pues tendrá que ser revisada por PEMEX, porque también el Comisionado Acosta nos leyó el número de pozos que se perforan y al parecer hay que traer el concepto de éxito exploratorio. Es un negocio de riesgo, pero me parece que el éxito exploratorio ha sido muy bajo, porque si perforaron no mal recuerdo 21 pozos el año 2016 y solamente uno de ellos resultó aportar reservas, entonces el porcentaje de éxito exploratorio es mucho muy bajo. Tuvimos otras épocas en las que los éxitos exploratorios eran más altos. Claro, tiene que ver el número de pozos que exploro, perdón que son exploratorios, pero también tiene que ver mucho el éxito exploratorio. No solamente cuántos sino cuántos al final incorporan reservas.

Entonces, bueno, yo enfocaría mi comentario a que hay que revisar todo. Nada es menos o más. Pero esta parte de exploración tendrá que tener una visión más integral. Nosotros aquí – también lo comentó el Comisionado Franco – tenemos en la CNH la atribución de analizar los pozos, más bien los planes de exploración, y tendremos que ir tratando de coadyuvar a que con nuestras sugerencias el operador, que es el que tiene la responsabilidad de las localizaciones, de incorporar reservas y de producir en la mayor eficiencia posible, pues tengan algún un apoyo por parte de nosotros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Bien, a ver, yo nada más subrayo alguno de los comentarios que han vertido mis colegas Comisionados y el equipo técnico. Se señaló muchos comentarios importantes pero quiero referirme particularmente a uno, que inclusive fue aquí comentado y el Comisionado Acosta me parece que dijo el indicador más importante. Y se refirió a la caída en las reservas en materia de gas natural, que es el indicador... hay una reducción de 7.9%

en las reservas de petróleo pero de 17.8% en las de gas natural. Entonces ciertamente la caída pronunciada es en materia de gas natural.

Se mencionó también el contexto internacional. Es cierto, sabemos que desde 2014 los precios de los hidrocarburos cayeron fuertemente, hoy estamos a precios que yo denomino precios medios, pero todo eso ha frenado las inversiones de exploración y de desarrollo en el mundo. Entonces, digamos, eso que estamos observando en el caso mexicano no es ajeno a lo que está pasando en otros países en el contexto internacional, en donde las inversiones apenas empiezan a retomar su ritmo por parte de algunas petroleras internacionales. Entonces distintos países, distintas petroleras, están observando disminuciones en sus reservas por la menor inversión. Principalmente como lo señaló en su reporte el ingeniero Mena, el Jefe de la Unidad, y el Director General Alejandro Mar. Ahora, contexto internacional efectivamente en el mundo se ha invertido menos en exploración y desarrollo. Se observan en el mundo distintas caídas en reservas, en inversiones., pero quiero destacar el tema del gas natural porque ese tiene una particularidad y una importancia sustantiva/central en nuestra económica.

Entonces aquí lo que estamos observando es que la principal caída es en materia de gas natural, 17.8%, que no podemos dejar de ver esa caída a la luz de cómo está nuestra balanza de comercio en materia de gas natural. Importamos cerca del 70% del gas natural que consumimos, dejando de lado el auto consumo que hace Petróleos Mexicanos. Dejando de lado a PEMEX, la economía tiene un consumo de gas natural de aproximadamente 6,500 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales importamos más aproximadamente como 4.5 miles de millones de pies cúbicos diarios. Entonces estamos en cifras de importación de gas natural de cerca del 70% y entonces no podemos evitar ver los niveles de importación aunado a que el indicador que tiene la caída pronunciada es gas natural.

Entonces ahí sin duda hay muchas cosas por hacer como ustedes lo señalan, pero yo quisiera poner ahí un indicador de importancia, de prioridad nacional, que es el mayor desarrollo de nuestras áreas de gas natural. Se ha hablado de la exploración. En el caso de gas natural hay yacimientos descubiertos que no han tenido viabilidad económica.

Entonces sin duda como estado tenemos que hacer la parte que a nosotros nos toca de contribuir – como dice el Comisionado Franco – con las recomendaciones técnicas que podamos contribuir al resto de las dependencias y al Estado de cómo darle viabilidad económica a nuestros campos de gas natural. Pongo un ejemplo, Lakach, Kunah, Piklis yacimientos de gas natural en aguas profundas ciertamente a un costo más elevado de lo que se puede importar, pero tenemos que estudiar como país cómo darle viabilidad a nuestros campos de gas natural e incrementar nuestras reservas es un tema sin duda de seguridad energética. Entonces yo destaco el tema de gas natural. Por lo demás ¿no? sin duda comparto las distintas observaciones de mis compañeros y también entendiendo que estamos en un contexto internacional donde la industria a nivel internacional ha reducido sus inversiones y observamos reducciones en reservas en otras latitudes. Pero aquí en México el tema de gas natural sin duda yo le pondría una marca, un indicador, de que aquí hay una prioridad, aquí hay una situación que tenemos que atender para incrementar las reservas de gas natural en nuestro país. Bien. ¿Algún otro? Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Este tema que señalas es evidentemente muy relevante y yo no sé si valga incluso la pena, lo quiero plantear a la mesa, incluirlo expresamente en la resolución como una solicitud o una recomendación a la Secretaría de Energía que es finalmente la responsable de la política energética en este país. Porque en efecto el que ni siquiera tengas una tasa de restitución positiva en materia de gas natural, pues ciertamente es un tema de seguridad energética que yo creo que como reguladores nuestro deber desde luego es alertarlo. Y no sé si sólo alertarlo aquí en la sesión como tú lo has hecho de manera muy puntual, sino insisto llevarlo a la resolución como una solicitud a la Secretaría de Energía pues para juntos – ellos como los responsables de la política, nosotros como reguladores y desde luego Petróleos Mexicanos como la empresa productiva del país – pues hacer frente a este problema de manera conjunta, ¿no? Ver la manera pues de acotar el tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin duda. Si les parece bien podemos agregar ese señalamiento que apunta el Comisionado Pimentel para que todas las dependencias, dentro de lo que nos corresponda, sumemos esfuerzos – señalaba también el Comisionado

Franco ideas, estrategias – para darle viabilidad a nuestros proyectos de gas natural en México. Sin duda es una prioridad y nosotros desde donde nos toca pues contribuir humildemente con todo lo que podamos a la Secretaría de Energía y al resto de las dependencias, incluyendo PEMEX, para estudiar y darle viabilidad sin duda. Pues yo les propongo si lo ven bien agregar esa expresión de deseo de resolver y de contribuir para que México incremente su producción nacional de gas natural, que como hemos apuntado sin duda un tema importante de seguridad energética.

Hago una última aclaración. Creo que es evidente por lo que se ha dicho, pero no está de más señalarlo porque ha estado en algunos artículos de prensa en estos días. Estas son la cuantificación de reservas 1P exclusivamente y son al último día de 2016 o primer día de este año, como quiera expresarse, pero digamos es al 31 de diciembre de 2016. ¿Qué significa eso? Que no incluye el reciente descubrimiento anunciado por la petrolera ENI en México. Recientemente la petrolera ENI dio un comunicado de prensa, informó de un descubrimiento que está en proceso de cuantificación. Eso en su caso entrará en la cuantificación del próximo año o dependiendo de sus trabajos de evaluación puede ser el próximo año o hasta el otro, ¿no? Dependiendo cuánto tiempo les lleve hacer esa evaluación de lo que ellos anunciaron el descubrimiento y lo cual nos da mucho gusto. Pero esa cuantificación la veremos en su caso el próximo año o más adelante. Entonces esto es diciembre, último día del año 2016. ¿Algo más colegas? Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues nada más quiero agradecer al equipo técnico aquí de reservas porque gracias al análisis que realizan nos hace reflexionar de cosas que considero son de mucho fondo. Hay mucho trabajo que realizar, ahorita es la 1P, pero ya seguramente nos van a traer más información de análisis, para que saquemos más ideas y podamos ayudar mejor a nuestro sector. Muchas felicidades Alejandro, Daniel, por el trabajo que nos presentaron.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya lo había hecho también la doctora y sin duda yo me sumo con mucho reconocimiento al trabajo del jefe de unidad Daniel Mena, del Director General Alejandro Mar. Muchas felicidades, un trabajo muy acucioso que, como señaló la doctora, implica de la mano del operador y de los

certificadores revisar la información y comprender. No sólo es tener las cifras, sino comprender como están evolucionando los yacimientos del país. Muchas gracias, felicidades colegas. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por último Presidente. En lo que propuse hace rato yo, sugeriría incluir de manera expresa el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, la fracción cuarta, que la leeré yo muy rápidamente. Dice el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos: "Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, fracción cuarta, proponer en el ámbito de su competencia – claramente la cuantificación de reservas es nuestra competencia –, proponer a la Secretaría de Energía que instruya a las Empresas Productivas del Estado, sus subsidiarias y filiales, que realicen las acciones necesarias para garantizar que su actividad y sus operaciones no obstaculicen la competencia y el desarrollo eficiente de los mercados, así como la policita publica en materia energética." De manera que eso forma parte de lo que habría que ver.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aquí seria en relación a la política pública, ¿no?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin duda. Pues que bueno que usted ya le identificó el fundamento legal adecuado, pero sin duda ¿no? haremos la manifestación si les parece bien de deseo de apoyo y de ver como entre todos damos viabilidad a la producción de gas natural de nuestro país. ¿Algún otro comentario?"

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

RESOLUCIÓN CNH.04.001/17

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

ACUERDO CNH.04.001/17

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 1P 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.

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

"SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Tenemos la Reunión de Reguladores de la Asociación Iberoamericana de los Reguladores de Energía, AIRAE, a la que asistirá el Comisionado Sergio Pimentel Vargas del 18 al 21 de abril de 2017. La Reunión de Entidades Estatales Responsables de la Regulación, Promoción, Licitación y Contratos en el Sector Petróleo y Gas Natural de América Latina y el Caribe y la Conferencia de Petróleo y Gas ARPEL 2017 Nueva Realidad Energética, Desafíos y Oportunidades, estos dos eventos a los que asistirá el Comisionado Héctor Acosta Félix del 23 al 28 de abril de 2017. Y también tenemos las reuniones de la Organización para la Cooperación y el

Desarrollo Económico, al que asistirán los Comisionados Sergio Pimentel Vargas y Gaspar Franco Hernández del 24 al 28 de abril del 2017. Estas son las que se presentan con anterioridad a la celebración del evento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Esto está para aprobación?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Para aprobación y si no tienen comentarios procedería a la lectura del acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Comentarios? Ninguno. Adelante."

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

ACUERDO CNH.04.002/17

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 públicos y visitas de trabajo.

Antes de pasar al siguiente punto, el Comisionado Presidente hizo comentario sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Colegas Comisionados, si están a favor les pido sean tan amables de levantar la mano. Y antes de pasar el siguiente punto, aprovechando que se presentaron el tema de foros, eventos y visitas de trabajo, tenemos por ahí en una sesión de Órgano de Gobierno si no mal recuerdo – Comisionado

Acosta, recuérdeme usted – pero anunciamos el compromiso de subirnos a la plataforma de Comisiones Abiertas del INAI, ¿no? ¿Cómo vamos, quien me informa? Secretaria Ejecutiva, ¿cómo vamos?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Estamos integrando toda la documentación de los meses enero, febrero y marzo. Y si gusta el Comisionado...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta, usted fue el promotor de esta muy buena iniciativa.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, estamos listos para subir la información. La idea es solicitar la presencia de algún representante del Instituto Nacional de Acceso a la Información, de algún Comisionado que nos quiera acompañar en alguna sesión donde formalmente demos a conocer en que consiste y demos de alta la información ya en forma pública. Pero la información, efectivamente con el apoyo de la Secretaría Ejecutiva, ya tenemos listo para darla a conocer.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Entonces en breve estaremos sobre ya la plataforma del INAI con todo el detalle de las Comisiones, que digo es información pública, esto es simplemente una plataforma que le da mucha más agilidad a los ciudadanos. Muy bien, adelante Secretaria Ejecutiva."

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y de la licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL-/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 por favor.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionados. Con relación a la primera convocatoria de la Ronda Dos, relativa a la adjudicación de contratos de producción compartida en 15 áreas contractuales en aguas someras, informo a este Órgano de Gobierno los avances que tenemos al 30 de marzo de 2017. Empresas que han mostrado interés en el proyecto son 29 compañías, de las cuales 28 han acreditado el acceso al cuarto de datos y de esas 28, 25 se encuentran ya inscritas en la licitación, que son: BP Exploration México, Chevron Energía de México, China Offshore Oil Corporation E&P México, Citla Energía E&P, ConocoPhillips México, Dea Deutsche Erdoel, Ecopetrol, ENI México, Hokchi Energy, Hunt Overseas Oil Company, Inpex Corporation, LUKOIL International Upstream Holding, Murphy Sur, Neftegaz Holding América Limited, Noble Energy México, Ophir México Limited, ONGC Videsh Limited, PC Carigali México Operations, Petróleos Mexicanos, Premier Oil Exploration and Production México, Repsol Exploración México, Shell Exploración y Extracción de México, Sierra O&G Exploración y Producción, Statoil E&P México y Total E&P México.

Les comento que de acuerdo al calendario el próximo 4 de abril cerramos el acceso al cuarto de datos y el próximo 7 de abril se cierra el plazo para inscribirse. Tenemos tres empresas que ya están autorizadas para inscribirse y tendrían hasta el 7 de abril para inscribirse, que son Enab Petrol, Phillwood Energy, Petrobal Upstream Delta y Talos Energy LLC.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, si entendí Director General, la lista que usted leyó, ¿eran qué, 25 empresas?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 25 empresas inscritas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, esas ya están inscritas. Pero tiene usted otras tres que ya tienen su autorización para pagar su inscripción y no lo han hecho.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No lo han hecho, tienen de aquí al 7 de abril para hacerlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Y entonces ya usted amablemente por este conducto ya les recordó que por favor se inscriban. Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- De hecho el día de hoy ya les hicimos llegar un correo recordándoles los plazos de las fechas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya hicieron todo el trámite, falta que nada más vengan a inscribirse.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, adelante Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sería fácil, ¿no? Porque son empresas que ya están con nosotros en un contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues con eso llegaríamos a 28 empresas inscritas y todavía hay algunos días. ¿Cuándo cierra usted la inscripción?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 4 de abril acceso al cuarto de datos, que es requisito, y 7 de abril inscripción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces, bueno, es una licitación, que tiene muchos participantes y todavía podrían sumarse algunos más. Esta son 15 áreas contractuales, son

15 contratos. Se están licitando 15 contratos de exploración y producción en la modalidad de producción compartida, 15 en aguas someras en las costas. Corríjanme ustedes, ¿esto arranca desde Tamaulipas? Desde Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y hasta Campeche, ¿no? 15 en aguas someras, que hay una parte realmente somera y hay otra profunda, ¿no?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es somero, pero no tan somero. ¿No? Medio profundo. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Era el dato de nuestro Director General de cuánto cuesta el acceso al cuarto de datos y la inscripción, para recordar.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí, el acceso al cuarto de datos hay que cubrir un monto mínimo de 8 millones de pesos y la inscripción de 750,000 pesos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Esto es la primera licitación de la Ronda Dos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- De la Ronda Dos. Con relación a la segunda convocatoria de la Ronda Dos, relativa a la adjudicación de contratos de licencia en 12 áreas contractuales terrestres, informo los avances a este Órgano de Gobierno que tenemos al 30 de marzo. Tenemos que han manifestado interés 16 compañías, de las cuales 8 ya han acreditado el acceso al cuarto de datos, mismas que ya se encuentran inscritas, que son: Ecopetrol, Geo Power Solution, Gran Tierra México Energy, Iberoamericana de Hidrocarburos, Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, Newpek Exploración y Extracción, Tec Petrol International, Total E&P México. Aquí tenemos todavía abierto el plazo. El acceso al cuarto de datos cierra el próximo 25 de abril y el 28 de abril cierra la inscripción a la licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Con los mismos costos verdad?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No. Aquí los costos el acceso al cuarto de datos son 2.5 millones de pesos y la inscripción son 750 mil.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es igual, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces aquí hay 8 empresas inscritas. Esta es la llamada 2.2, ¿son cuántas áreas contractuales?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 12.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 12 costa adentro, en donde en relación con lo que platicábamos hace un momento de la importancia de producir gas natural, precisamente la Secretaría de Energía consciente del tema de gas natural, apuntó ya como una línea estratégica el abrir oportunidades de más contratos de exploración y producción precisamente en áreas que tienen un potencial de gas natural. Varias de estas áreas contractuales tienen un potencial importante de gas natural. Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muy bien. Con relación a la tercera convocatoria de la Ronda Dos, relativa a la adjudicación de contratos de licencia en 14 áreas contractuales terrestres, informo a ustedes el avance. A la fecha tenemos 30 empresas interesadas en el proyecto, de las cuales 13 ya solicitaron y acreditaron el acceso al cuarto de datos y 11 de esas 13 se encuentran inscritas que son: Carso Oil and Gas, Ecopetrol, Gran Tierra México Energy, Grupo R Exploración y Producción, Iberoamericana de Hidrocarburos, Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, Newpek Exploración y Extracción, Química Apollo, Tonalli Energía, Total E&P México y Vielper Technology. También aquí son las mismas fechas límites que se tienen con

relación a la convocatoria dos. Cerramos el acceso al cuarto de datos el próximo 25 de abril y el 28 la inscripción. De igual forma aquí el acceso al cuarto de datos que tiene que cubrir el interesado son 2.5 millones de pesos y 750 mil la inscripción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aquí entonces tenemos, dijo usted Director General, 13. ¿El número 13 era de qué?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Han acreditado el acceso al cuarto de datos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, bien, y 11 inscritos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y 11 inscritos de esos 13 que ya tienen el acceso al cuarto de datos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muy bien. Muchas gracias Director General.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahora bien...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, perdón.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y las fechas de presentación de propuestas podríamos recordarlas, de las tres.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí. La presentación de ofertas de la 2.1 de aguas someras es el próximo 19 de junio fecha programada. Para la 2.2 y 2.3 es el 12 de julio. Esas van en la misma fecha.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Con relación a la licitación CNH-A2-Ayin-Batsil, relativa a la selección de un socio para la empresa productiva del Estado denominada Petróleos Mexicanos, hago de su conocimiento el avance que tenemos al 30 de marzo. El acceso al cuarto de datos tenemos que han mostrado interés 3 compañías, de las cuales una ha obtenido al acceso al cuarto de datos, misma que ya se encuentra inscrita, que es Sierra O&G Exploración y Producción. Aquí es importante las fechas, el próximo 10 de abril cierra el acceso al cuarto de datos y el próximo 12 de abril es la fecha límite para que las compañías se inscriban a la misma.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces éste es lo que aquí coloquialmente llamamos el farmout. Este es el segundo farmout de PEMEX. Son estos campos Ayin-Batsil, son estas áreas contractuales en aguas someras. Y aquí usted nos reporta Director General que nada más tenemos a uno inscrito.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y que de hecho a parte no es empresa, o sea, no tiene las credenciales para operar ahí. ¿Es correcto?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No. Se ha inscrito como para acreditar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como socio.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Como socio, no operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces dicho en concreto, en esta licitación del farmout de PEMEX todavía no tenemos ningún operador registrado.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Igual aquí en general nada más tiene que cubrir para el acceso al cuarto de datos un monto de 2.5 millones de pesos e inscripción de 750 mil pesos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Y este, ¿fecha? ¿Cuándo, usted ya lo dijo, se cierra la inscripción? ¿Cuándo?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- La inscripción el 12 de abril, pero el acceso al cuarto de datos el próximo 10 de abril.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y el requisito para inscripción. Realmente la fecha probable es del 10.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El 10 de abril se cierra la puerta porque ahí es el acceso al cuarto de datos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 10 de abril.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Próxima semana.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Próxima semana, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Lunes, de este lunes que viene al siguiente. Prácticamente 6 días hábiles siguientes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pues aquí si ciertamente faltan, ¿no? Falta ver mayor participación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Llama la atención si lo comparas contra la 2.1, que son 25 ya inscritos. ¿Ha habido algunas preguntas, algunas inquietudes puntuales ya de la industria en la página? O sea, ¿tenemos idea pues que está pasando en el farmout?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En la asociación, sí. Nos llegaron ayer preguntas y si están solicitando que se analice modificar los plazos porque lo sienten muy apretados.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Esa es la principal inquietud?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso ingresó por el portal de Ronda México.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Eso ingreso por el buzón oficial de aclaraciones de Rondas México y están solicitando que se analice la posibilidad de mover el calendario de la asociación en términos de los calendarios que se han puesto en las licitaciones de Ronda Uno y Ronda Dos. Es decir, un plazo mínimo de seis meses.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Aquí la industria lo que nos está informando a través del portal de Rondas México es la necesidad de ampliar el plazo en la asociación del farmout Ayin-Batsil. Bueno, sin duda hay que comunicar esto a Petróleos Mexicanos, ¿no? Estamos hablando de una asociación que se lanza por iniciativa, es así la

atribución naturalmente de Petróleos Mexicanos para buscar socios en distintas áreas. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, nada más traer a la mesa esa discusión que tuvimos precisamente cuando lanzamos la convocatoria y en la cual en lo personal señalaba pues que estábamos recortando demasiado los tiempos porque, con el interés de que fuera en la misma fecha de la convocatoria segunda y tercera de la Ronda Dos y que fuera el mismo día de la presentación de ofertas de estas convocatorias, se estaban recortando demasiado los tiempos. Y se alertaba pues que se le daría poca oportunidad a los probables participantes para preparar toda su documentación. Parece que eso se está concretizando en los resultados que tiene hasta el momento la inscripción para participar en dicha convocatoria.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Le pido Director General, recogiendo aquí los comentarios y lo que es evidente las estadísticas, hacer llegar esta información que entra por el buzón de Rondas México en donde la industria está señalando la necesidad de ampliar los plazos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Por supuesto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si? Muchas gracias. ¿Es todo Director General?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si? Muchas gracias. Secretaria Ejecutiva."

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

ACUERDO CNH.04.003/17

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 la licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017.

III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas previamente.

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.- La reunión de la Comisión Arizona-México sobre el tema integración energética México-Estados Unidos a la que acudió el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez los días 23 y 24 de febrero y del 29 a 31 de marzo de 2017. Mesa Redonda: El futuro de los Recursos Energéticos de México en el Marco del Día de la Geofísica al que acudió como panelista la Comisionada Alma América Porres Luna el día 3 de marzo de 2017. El evento CERA WEEK, evento al que asistió el Comisionado Presidente del 7...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero, Secretaria, acudí como panelista. ¿No? Porque aquí estoy viendo el reporte y dice asistente. Acudí como panelista.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Como panelista al CERA WEEK, el Comisionado Presidente del 7 al 9 de marzo de 2017. Presentación del Centro Internacional de Excelencia Regulatoria Sede México a la que acudió la Comisionada Alma América Porres Luna el día 9 de marzo de 2017. La instalación de la Comisión de Energía de

Tamaulipas, evento al que asistió el Comisionado Presidente también el 15 de marzo de 2017. Ceremonia Conmemorativa del 79 Aniversario de la Expropiación de la Industria Petrolera a la que asistieron el Comisionado Presidente y el Comisionado Gaspar Franco Hernández los días 17 y 18 de marzo de 2017. La conferencia Diagnóstico e Impacto de la Corrupción en México: Primer Foro Anticorrupción en el que participó como ponente el Comisionado Héctor Acosta Félix el día 22 de marzo de 2017. Evento EXPLORE México Oil and Gas Potencial al que asistió el Comisionado Presidente del 22 al 24 de marzo de 2017 y la conferencia de...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Naturalmente ahí, porque es un foro precisamente donde se presenta el potencial de México, tu servidor también fue como panelista.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo. Y la conferencia del Petróleo Mexicano 2017, TECOM, en el que participó como ponente el Comisionado Gaspar Franco Hernández los días 28 y 29 de marzo de 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y tiene un comentario el Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La precisión es que yo ahí fui como asistente nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tenía las etiquetas, nada más las tenía volteadas Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Listo. Esos son el informe de eventos llevados a cabo con anterioridad. El último lo junté con el primero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- La diferencia entre el punto que aprobamos en el Orden del Día, dos punto dos, y éste es porque unos van a suceder y estos ya sucedieron.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es correcto. Y se aprobaron mediante el mecanismo en económico y se aprobó por el propio Órgano de Gobierno que es aviso a través de correo electrónico y luego se presenta en sesión con posterioridad.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Pero entonces ya no aprobamos aquí? Es que parece que el título "informe de solicitud". Más que solicitud es informe.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es un informe de asunto para conocimiento. Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Digamos que se solicitó en su momento la autorización por correo electrónico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Secretaria."

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

ACUERDO CNH.04.004/17

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, con excepción de la que se eliminó por no haberse llevado a cabo el evento.

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.- En el seguimiento de acuerdos y resoluciones se presenta el reporte de seguimiento, por lo que pregunto únicamente si existe algún comentario sobre el mismo.
>
> COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No hay comentarios Secretaria. Sí hay comentarios, sí hay comentarios.
>
> COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Veo que en algunos se señala cuando ya se cumplió el acuerdo, pero hay algunos que no tienen fecha, o sea, todavía no se hacen, están corriendo. Sería muy bueno que le agregaran cuándo es la fecha límite o la fecha compromiso que se va a cumplir para darle seguimiento.
>
> SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo, precisamos el dato."

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

ACUERDO CNH.04.005/17

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

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:38 horas del día 31 de marzo de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuarta 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 Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva