Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2015

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:32 horas del día 10 de marzo del año 2015, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemecatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Edgar René Rangel Germán, Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuarta Sesión Extraordinaria de 2015 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 220.341/2015 de fecha 9 de marzo de 2015, 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.

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.

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

II.- Asuntos para autorización

II.1 Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado ponente Edgar René Rangel Germán para la exposición del tema.

El Comisionado Rangel manifestó que presentaría a la consideración del Órgano de Gobierno la propuesta de dictamen de las reservas de hidrocarburos de la nación.

Indicó que, con la venia del Comisionado Presidente, estaban presentes el Ingeniero Gaspar Franco, Director General de Dictámenes de Extracción y Encargado de la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión y el Ingeniero César Alejandro Mar, Director General Adjunto de Reservas, para apoyar con el desahogo de las dudas que surgieran.

Comentó que esta dictaminación de reservas, es la sexta que hace la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su historia, pero que se trata de la primera que se hace a la luz del nuevo marco legal, por lo que estaba basada tanto en los lineamientos que siguen vigentes, como en la legislación secundaria aprobada recientemente.

Señaló que dentro del marco jurídico está la Ley de Hidrocarburos en la que se establecen todas las atribuciones que tiene la Comisión respecto a las reservas de hidrocarburos, tales como contar con la información, tener el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, la cuantificación de las reservas de los recursos prospectivos y contingentes, y consolidar anualmente la información nacional de las reservas que cuantifiquen tanto los asignatarios de las empresas productivas del Estado, como los contratistas.

Agregó que en dicha ley se indica que, en tanto no se emita la nueva regulación, continuarán vigentes los lineamientos actuales, por lo que haría referencia a los lineamientos que fueron aprobados por la Comisión bajo la resolución CNH.07.001/10.

Comentó que el documento que estaba presentando incluye varias secciones como son: el proceso general y comunicaciones, los criterios de aprobación, el análisis de la información, el valor económico de las reservas, los descubrimientos y la tasa de restitución y relación reserva-producción.

En cuanto al proceso general y comunicaciones, el Comisionado ponente advirtió que, dado que era la primera vez que el tema referente a dictaminación de reservas era tratado en una sesión pública, era importante explicar a la audiencia que, en este caso, Petróleos Mexicanos hace las estimaciones de las reservas y realiza la contratación de las empresas certificadoras y se presentan los planes de desarrollo para cada uno de los campos en análisis, y las firmas de ingeniería y las

áreas de reservas de Petróleos Mexicanos, realizan sus análisis respecto a los volúmenes que pudieran reportarse como reservas.

Indicó que esta información es entregada a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y la CNH da el visto bueno a los reportes de los certificadores y, en su caso, aprueba los reportes de Petróleos Mexicanos.

Explicó que para el caso del visto bueno de los reportes de los certificadores, se verifica que estas empresas hayan seguido las mejores prácticas establecidas en los lineamientos, en las reglas de la *Securities and Exchange Commission* para la reserva 1P y en el documento llamado Sistema para Administrar Recursos Petroleros de la Sociedad de Ingenieros Petroleros Internacional. Además, dijo, se verifica que todos sean ingenieros o profesionistas geólogos o científicos que estén registrados, que tengan la certificación para hacer este trabajo, y que no exista conflicto de interés por los trabajos que hacen respecto de los campos que certificaron, en específico para Pemex.

Indicó que las cifras que en su caso se aprueben son enviadas a la Secretaría de Energía para que se registren, y que de acuerdo a la legislación actual, es la CNH la responsable de llevar la contabilidad de las reservas.

Por lo que respecta a las fechas de entrega de información, el Comisionado Rangel explicó que el trabajo que se realiza con Petróleos Mexicanos es en sesiones de trabajo para conocer el estatus de los contratos que tienen con las empresas certificadoras, las fechas en las que se entregará la información, y las fechas en las que se tiene que entregar por parte de Pemex los reportes de las reservas aprobadas.

Se refirió al cuadro en donde aparecen las fechas en las que la información fue entregada, y las fechas en las que se van entregando los

reportes de las diferentes regiones en las que está distribuido el trabajo de reservas.

Explicó que una vez teniendo toda la información, se revisa la suficiencia en cuanto a geo ciencias, de ingenierías, de perfiles de producción, precios para los productos, costos, y toda la información que se requiere para realizar la evaluación de las reservas. Indicó que si la información está completa se puede iniciar el trabajo.

A continuación, se refirió a los criterios de análisis para aprobación y comentó que antes de iniciar la revisión a detalle de cada uno de los campos, se hace una revisión de los criterios.

Indicó que el primer criterio se refiere al 10 por ciento y explicó que éste se calcula tomando el volumen de reservas 1P que haya calculado Pemex, se compara con los volúmenes de reservas 1P que hayan calculado las tres empresas certificadoras que existen para las cuatro regiones, y el valor absoluto se compara con el valor de las reservas que calculó Petróleos Mexicanos como denominador. Señaló que si esa diferencia es menor o igual al 10 por ciento, se considera que es razonable, ya que la reserva 1P tiene una probabilidad de ocurrencia mayor al 90 por ciento.

En cuanto al segundo criterio, el Comisionado Rangel explicó que en caso de que uno de estos activos no cumpliera con esa diferencia del 10 por ciento que se analiza para los tres productos: aceite, gas y petróleo crudo equivalente, se utiliza el segundo criterio con el que se ve qué tan relevante es esa diferencia en relación a la reserva total 1P de la nación. Advirtió que en este caso se establece un criterio más estricto que consiste en que si estas diferencias no representan una diferencia del 5 por ciento de la reserva de la nación, se considera aprobado.

Explicó que el tercer criterio consiste en que, en el caso de que se tuviera una diferencia mayor al 5 por ciento con respecto al sistema, se tiene que

presentar el caso específico al Órgano de Gobierno de la Comisión para que se establezca alguna estrategia para resolver la diferencia o para tomar una determinación respecto de cuál debe ser la cifra a aprobar.

En cuanto a la información de las cifras al 1 de enero del 2015, el Comisionado ponente informó que en el caso de la Región Marina Noreste, Cantarell tiene una diferencia mayor al 10 por ciento para aceite, está dentro del 10 por ciento en gas y en petróleo crudo equivalente supera el criterio del 10 por ciento, mientras que el activo Ku-Maloob-Zaap está dentro del 10 por ciento en los tres productos.

En el caso de la Región Marina Suroeste indicó que los dos activos Abkatún-Pol-Chuc y litoral de Tabasco, se encuentran dentro del 10 por ciento para el caso de aceite, y superan el 10 por ciento en el caso de gas.

En cuanto a la Región Norte informó que el Activo Aceite Terciario del Golfo, tiene una diferencia superior al 10 por ciento en aceite, menor al 10 por ciento en gas y mayor al 10 por ciento en petróleo crudo equivalente en tanto que en el Activo Burgos hay una diferencia mayor al 10 por ciento para el caso del aceite, menor al 10 por ciento para el gas, y mayor al 10 por ciento en petróleo crudo equivalente.

Para el caso del Activo Poza Rica-Alta Mira indicó que hay una diferencia menor al 10 por ciento en aceite, mayor al 10 por ciento en gas, y menor al 10 por ciento en petróleo crudo equivalente, mientras que para el caso de Veracruz, la diferencia es mayor al 10 por ciento en aceite, menor al 10 por ciento en gas, y menor al 10 por ciento en petróleo crudo equivalente.

En lo referente a la Región Sur, destacó que todos los activos, Bellota Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, están dentro del 10 por ciento en aceite, gas, y petróleo crudo equivalente.

Explicó que en los casos que fue necesario se aplicó el segundo criterio y que en esos casos al aplicarlo, todas las diferencias fueron menores del 5 por ciento, por lo que no fue necesario recurrir al tercer criterio.

El Comisionado Rangel comentó que habiendo analizado que no era necesario recurrir al tercer criterio o solicitar información adicional, se cumple con suficiencia documental, por lo que se revisa entonces en cada uno de los casos, los perfiles de producción, si es que hubiera algún error de cálculo, algún perfil no actualizado, costos que no hagan sentido para la zona o la región o el activo y el campo en específico.

Indicó que del análisis de la información, las reservas 1P de la nación al primero de enero del 2015, para el caso del aceite, el consolidado arroja una cifra de 9,711 millones de barriles de aceite; 15,290 billones de pies cúbicos de gas; y para el caso de petróleo crudo equivalente, son 13,017.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Comentó que como referencia, se habían incluido las cifras correspondientes al 2014, de las que se puede ver una diferencia a la baja de 100 millones de barriles; una diferencia a la baja de alrededor de 1.2 billones de pies cúbicos en el caso del gas, que representa una disminución considerable; y en el caso del petróleo crudo equivalente una diferencia de aproximadamente 420 millones de barriles.

Agregó que en la información también se había incluido el desagregado de las reservas, distribuido según cada una de las regiones.

Por otra parte, se refirió al Valor Económico de las reservas y explicó que se incluía la suma aritmética de los valores presentes para cada uno de los campos y para cada uno de los activos y el valor presente neto de la Región Marina Noreste con respecto a la Suroeste, la Sur, y la Norte. Explicó que la proporción de los volúmenes no es necesariamente igual a la que se presenta en valor, ya que la Región Marina Noreste tiene poco

más del doble en valor que la Suroeste, tres veces la de la Región Sur, y poco menos de diez veces la de la Región Norte.

Para el caso de los activos, indicó que Ku-Maloob-Zaap es el activo con mayor valor seguido de Cantarell, Litoral de Tabasco, Abkatún-Pol-Chuc, Samaria-Luna, Bellota Jujo, Aceite Terciario del Golfo, Cinco Presidentes, hasta llegar al caso de Burgos.

A continuación, el Comisionado Rangel se refirió a la sección de la presentación relativa a los descubrimientos.

Indicó que sobre la producción anual que se contabiliza se calcula la tasa de restitución, y que uno de los componentes importantes que debería contribuir a esa restitución de la reserva de la producción, son los descubrimientos.

Comentó que se había incluido en la información los descubrimientos que se tuvieron en el 2014, y que en opinión del grupo de trabajo, 2014 no había sido un año muy favorable y citó el caso del aceite, del que de los 64 millones de barriles que se incorporan como reserva aprobada, la contribución fue de solamente 100 mil barriles del pozo Arroyo Zanapa-201.

En el caso de gas, indicó que se tienen descubrimientos importantes sólo para reserva 1P, de los campos Tangram y Céfiro, los cuales presentan resultados interesantes. Explicó que son campos de gas no convencional, o Shale Gas, e incorporaron 17 mil millones y 24 mil millones de gas, respectivamente.

Comentó que Petróleos Mexicanos hizo énfasis en que se trata de buenos descubrimientos, y que se detona una nueva área posible para incorporar más reservas de gas en el país, además de que se incorporó la tecnología

más moderna en el sentido de perforación horizontal con fracturamiento múltiple.

Respecto de la tasa de restitución, el Comisionado ponente comentó que ésta se calcula con dos metodologías.

Indicó que la primera es la tasa de restitución integral que incorpora todos los componentes que permiten restituir reserva, como podría ser el caso de descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones. Explicó que la suma algebraica de estos componentes da la tasa de restitución integral.

Informó que para el caso de aceite, la tasa de restitución integral llegó al 88.6 por ciento, para el caso de gas al 47.3 por ciento y para el caso de petróleo crudo equivalente llegó al 67.4 por ciento.

Por lo que respecta a la tasa de restitución de descubrimientos, el Comisionado Rangel informó que para el caso de aceite llegó a 7.2 por ciento, para el caso de gas a 4.1 por ciento, y para el caso de petróleo crudo equivalente a 6.6 por ciento.

En cuanto a la relación reserva-producción, informó que para el caso de aceite es de 11 años, para el gas es de 6.4 años y para petróleo crudo equivalente es de 10.1 años.

Indicó que en la información entregada a los Comisionados se había incluido un comparativo entre la tasa de restitución integral y la tasa de restitución de descubrimientos, y se había incluido también unos gráficos que muestran el histórico de los últimos 5 años de ambas tasas de restitución.

Aclaró que la información sobre las tasas de restitución se refería a las reservas 1P.

Agregó que con base en lo expuesto, se estaba proponiendo al Órgano de Gobierno aprobar la resolución relativa a los reportes de Petróleos Mexicanos, y los reportes finales de las certificaciones.

Al término de la exposición, el Comisionado Presidente preguntó si había comentarios.

El Comisionado Néstor Martínez se refirió a la relación reserva-producción, y específicamente a las rfeservas 1P de aceite en las que aparece el dato de 11 años.

Al Respecto, indicó que con ese dato pudiera pensarse que dentro de 11 años México ya no tendrá petróleo. Comentó que para mayor claridad de las personas que siguen la transmisión de la sesión así como de quienes consultan la información, era importante aclarar que es una división que se hace con la producción actual, por lo que la reserva es dinámica y por ende, México tiene mucho mayor potencial que 11 años.

El Comisionado Rangel agradeció al Comisionado Martínez el comentario y aclaró que las cifras de estos trabajos de delimitación, revisión y descubrimientos, es reserva que se va a ir incorporando todos los años como todas las empresas en todos los países que incorporan reservas, lo permite que esa relación de reserva-producción de 11 años se mantenga constante en el tiempo.

Indicó que también era importante comentar que la relación reserva-producción es una relación sana, porque permite mantener esas cifras los siguientes 10 años y tener sustentabilidad en reserva probada, y del orden de 20 años para la 2P, y de 30 años para la 3P.

Agregó que la tasa de la relación reserva-producción de México es muy cercana a la de los Estados Unidos, que es ligeramente mayor, y que las de Reino Unido y de Noruega son menores que las de México.

No habiendo más comentarios, los Comisionados adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.04.001/15

Resolución relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por terceros independientes.

ACUERDO CNH.E.04.001/15

Con fundamento en los artículos 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b), de la Ley de Hidrocarburos, 22, fracciones I, II, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracciones V, inciso b) y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno aprobó, por unanimidad, la resolución relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 1P de hidrocarburos, elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas realizadas por terceros independientes.

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 indicó que se referiría a

las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo que se habían recibido en la Secretaría Ejecutiva.
Advirtió que la relación de solicitudes había sido enviada a los Comisionados con la debida anticipación.

Explicó que en esta ocasión únicamente se estaba presentando una solicitud de autorización por parte del Comisionado Edgar Rangel para asistir como ponente en la *Reunión de Consejo 2015* del Instituto Americano del Petróleo, el 12 de marzo del 2015, en representación del Comisionado Presidente.

El Comisionado Rangel señaló que esta reunión de API es muy importante, ya que es un referente en cuanto a normas y estándares.

El Comisionado Néstor Martínez comentó que API está participando en las sesiones del Consejo Consultivo de la CNH.

El Comisionado Presidente solicitó se agregara a la propuesta su solicitud para asistir como panelista en un evento de una publicación denominada *Oil & Gas Year*.

No habiendo más comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.E.04.002/15

Con fundamento en el artículo 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energética y en el capítulo "Criterios para tratar asuntos con terceros" del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno aprobó, por unanimidad, las solicitudes descritas en la propuesta

presentada en la sesión, para participar en foros, eventos, y visitas de trabajo.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:15 horas del día 10 de marzo de 2015, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuarta Sesión Extraordinaria de 2015 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Presidente

Edgar René Rangel Germán
Comisionado

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

OAK-TREE SAFETY