



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SESIÓN ORDINARIA DE 2015

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:27 horas del día 30 de junio 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 Tlacoquemécatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados, Edgar René Rangel Germán, Néstor Martínez Romero, Sergio Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Sesión Ordinaria 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 220.1026/2015 de fecha 29 de junio 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

- II.1 Modificación al Calendario de las Bases de Licitación de la Segunda Convocatoria de la Ronda 1. MAM.
- II.2 Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos al 1 de enero de 2015. ERRG.
- II.3 Propuesta de integración del Consejo Consultivo para el análisis de los lineamientos para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. SPV.
- II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo. CGGR.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informes sobre los avances de la primera, segunda y tercera convocatorias de la Ronda 1. MAM.
- III.2 Convenio de Coordinación y Colaboración Administrativa a celebrarse entre la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el intercambio de información para cumplir con lo establecido en las leyes de Ingresos sobre Hidrocarburos y de Hidrocarburos y sus reglamentos. CGGR.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones CGGR.

V.- Asuntos generales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificaciones al Calendario de las Bases de Licitación de la Segunda Convocatoria de la Ronda 1.

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 de la Comisión y Coordinador del Comité Licitatorio.

El licenciado Álvarez se refirió a la Segunda Convocatoria, relativa a la adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos en 5 Áreas Contractuales en Aguas Someras, y comentó que se estaba sometiendo a la consideración del Órgano de Gobierno un ajuste al calendario en la fase de Precalificación.

Indicó que se habían recibido algunas solicitudes de interesados que se encuentran en el proceso de entrega de documentos de precalificación, solicitando ampliar el periodo para la entrega y algunos otros solicitando reagendar las citas, yéndose al límite de la fecha que está prevista actualmente, que es 3 de julio.

Señaló que con el propósito de que el Comité Licitatorio se reorganice y pueda atender de manera oportuna la recepción de documentos y dar el tiempo correspondiente a cada interesado, se estaba proponiendo ajustar esas fechas, moviendo cuatro de ellas una semana, sin afectar la fecha de presentación de propuestas que está prevista para el 30 de septiembre.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Señaló que la fecha de recepción de documentos de precalificación, que vence el 3 de julio, se movería al 10 de julio; la revisión de documentos por parte del Comité, del 31 de julio al 7 de agosto; la publicación de lista de interesados precalificados, del 7 de agosto al 14 de agosto, y el límite para solicitar autorización a la convocante para la incorporación de posibles socios financieros no precalificados en la estructura de licitantes, del 28 de agosto al 4 de septiembre.

Reiteró que el movimiento de estas fechas no afectará la fecha de presentación de propuestas.

El Comisionado Edgar Rangel preguntó cuál era la razón para mover la fecha del 28 de agosto al 4 de septiembre.

El licenciado Álvarez explicó que como puede haber incorporación de socios financieros no precalificados, hay que dar un espacio a la Unidad de Inteligencia Financiera para que revise la información correspondiente.

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

ACUERDO CNH.10.001/15.

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción III, de la Ley de Hidrocarburos, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos en que fue presentada en la sesión,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la modificación al Calendario de las Bases de licitación de la Segunda Convocatoria de la Ronda 1 CNH-R01-L02/2015 para la licitación de 5 contratos de extracción que comprenden 9 campos localizados en aguas someras del Golfo de México.

Asimismo, el Órgano de Gobierno aprobó que se modifiquen las bases de dicha licitación, en lo conducente.

II.2 Dictamen relativo a la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 2P y 3P 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 Edgar Rangel Germán, en su carácter de Comisionado Ponente.

El Comisionado Rangel comentó que el documento que se había enviado previamente a los Comisionados incluye el dictamen que preparó el equipo técnico de trabajo, que fue coordinado por el ingeniero Gaspar Franco, Director General de Dictámenes de Extracción y el ingeniero Alejandro Mar, Director General Adjunto de Reservas.

Explicó que el documento que se estaba presentando incluye el calendario, el proceso general, el marco legal y los criterios de aprobación conforme a los nuevos lineamientos y advirtió que este proceso de dictaminación de reservas es el último que se hará bajo estos lineamientos, ya que actualmente existe una propuesta de nuevos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lineamientos que prevé la existencia de más operadores, y que en breve se presentará al Órgano de Gobierno para su aprobación.

Indicó que era importante mencionar que ésta es la sexta dictaminación de reservas que hace la Comisión Nacional de Hidrocarburos de las reservas de la Nación.

En cuanto al calendario, el Comisionado Rangel comentó que se tienen dos grandes etapas, una es la resolución respecto a la reserva 1P y la entrega de esta información a la Secretaría de Energía y la segunda, es la de la reserva 2P y 3P, en la cual está la obligación de presentar a este Órgano de Gobierno en el mes de junio el dictamen que ahora se está presentando.

A continuación, el Comisionado Rangel pidió al ingeniero Alejandro Mar se refiriera al proceso, a las fechas y a la entrega de documentación.

El ingeniero Mar explicó que el proceso arranca con un oficio, que es el aviso inicial, con el que Pemex presenta la información y los campos que van a ser sujetos a certificación y a revisiones.

Indicó que una vez que llega esa información, la Comisión hace una verificación de la misma, para ver que cumpla con lo dispuesto en los lineamientos y posteriormente se inicia un proceso de análisis para revisar las diferencias de la cuantificación de Petróleos Mexicanos, así como la de los terceros independientes que certifican estas reservas. Explicó que se utilizan dos criterios que, básicamente, sirven para ver si esas diferencias saltan dentro de ciertos porcentajes, que es el 10 por ciento, y una vez que se identifica si existen o no esas diferencias, se revisan las explicaciones de las mismas, para generar al final el proceso de dictamen y poner a aprobación del Órgano de Gobierno esas cifras.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Comisionado Rangel comentó que en cuanto a criterios de aprobación, en los lineamientos que rigen este proceso, se establece encontrar las diferencias que existen entre los cálculos realizados por la empresa productiva del Estado, en este caso Pemex, y los certificadores. Explicó que son dos equipos técnicos que trabajan de forma paralela en el análisis de información geológica, geofísica, petrofísica, sedimentología, ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, infraestructura y evaluación económica. Indicó que si la diferencia entre lo calculado por los equipos técnicos de Pemex y del certificador está dentro del 10 por ciento, se considera que es una práctica internacional aceptada, y que está dentro de un rango correcto.

Señaló que en el caso de que hubiera una diferencia superior al 10 por ciento, se utiliza un segundo criterio que es mucho más estricto, ya que es del 5 por ciento, y en el caso de que ninguno de los dos se cumpliera, se trae a Órgano de Gobierno, en donde se adopta una decisión como ir a revisar la información con más detalle y encontrar por qué se tienen esas diferencias con respecto al certificador.

Comentó que para el caso de la dictaminación al 1 de enero de 2015, se considera la información que se recopiló de descubrimientos, delimitaciones y diferentes estudios adicionales que se realizaron durante el 2014.

Indicó que se estaba presentando el resumen de las reservas 2P y 3P de las diferentes regiones administrativas: la Región Marina Noreste, la Región Marina Suroeste, la Región Sur y la Región Norte.

Comentó que en el caso de la 2P, prácticamente todas las regiones cubren con bastante holgura la diferencia del 10 por ciento y en el caso de la 3P no hay tanta holgura para el caso de la Región Norte y la Región Sur, pero todas están dentro del 10 por ciento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Comisionado Rangel comentó que la Región Marina Noreste es certificada por la empresa Netherland Sewell; la Región Marina Suroeste es certificada por la empresa DeGolyer and McNaughton; la Región Norte es certificada por la empresa Ryder Scott; y la Región Sur es certificada por la empresa Netherland Sewell, las cuales son las tres mejores firmas, conforme a la información que se ha presentado en cuanto a estudios de mercado, la cobertura que tienen y la seriedad, además de que todas éstas presentan la información de los ingenieros de yacimientos, geólogos, geofísicos, petroleros, y la gente que hace las evaluaciones económicas, quienes están certificados para hacer este tipo trabajos.

Mencionó que el caso de la Región Marina Noreste, que comprende los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, tiene una diferencia absoluta de 300 millones de barriles, que es una diferencia considerable, y que si bien entra dentro del 10 por ciento por la magnitud de las reservas que existen en esa región, es importante considerar que es una diferencia relevante.

Para el caso de gas, dijo que se presenta la mayor diferencia en la Región Norte, con 490 mil millones de pies cúbicos de gas, que es una diferencia menor a medio billón. Agregó que el primer criterio se aplica y se cumple para todos los casos, por lo que no es necesario aplicar el segundo criterio.

A continuación, el Comisionado Rangel se refirió al análisis de información, y comentó que se estaban presentando al Órgano de Gobierno las reservas al 1 de enero de 2015 para la categoría 2P para los diferentes productos como aceite, gas y petróleo crudo equivalente.

Indicó que para el aceite se tiene una cifra propuesta de 16,475.5 millones de barriles, para el caso de gas, una cifra de 30.6 billones de pies



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cúbicos y para el caso de petróleo crudo equivalente 22,983.5 millones de barriles.

Para el caso de la categoría 3P, comentó que en aceite la cifra propuesta es de 25,825.1 millones de barriles, para el caso de gas es de 54,889 millones de pies cúbicos y para el caso de petróleo crudo equivalente es de 37,404.8 millones de barriles.

En cuanto a la evolución de las reservas de los últimos diez años indicó que se puede ver una disminución del 11.9 por ciento de las reservas de aceite con respecto al año pasado, 8 por ciento para el caso de gas y 11.3 por ciento para el caso de petróleo crudo equivalente.

Indicó que la reserva 1P se mantiene bastante estable, la reserva probable sufrió una baja y la reserva posible es donde hubo mayor impacto. Recordó que la reserva 3P en su acumulado tiene una probabilidad del 10 por ciento de certidumbre, que implica que entran temas de descubrimientos, delimitaciones, estudios y revisiones, que a veces provocan estas bajas. Señaló que el equipo técnico encontró una reducción importante en la reserva posible del activo Aceite Terciario del Golfo, lo que se conoce como Chicontepec y una disminución en el tema de aguas profundas, por algunas delimitaciones, y algunas formaciones que resultaron invadidas o impregnadas con agua, no con hidrocarburo como se esperaba.

Además, dijo que encontraron una reducción en dos de los campos importantes, uno de ellos es Bricol y el otro Tsimín-Xux y que esa reducción combinada en la parte exploratoria, en la parte de delimitación y en la parte de Aceite Terciario tuvo una reducción.

Indicó que en la reserva posible existe una diferencia importante, debido a unos estudios de inyección de agua como método de recuperación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

secundaria, que estaba realizando Petróleos Mexicanos para evaluar el volumen incremental que pudiera obtenerse derivado de esta inyección. Explicó que los resultados no han sido lo más favorables y están evaluando otros métodos de recuperación secundaria y mejorada, como inyección de CO₂ y de dióxido de carbono, lo que implica que eventualmente la reserva pudiera incrementarse.

Comentó que un beneficio potencial que va a tener la reforma, es el hecho de que esta tendencia a la baja se pueda revertir pronto, como ha sucedido en otros países, como Colombia y Brasil, donde la reserva claramente no se revierte de un año para otro, aunque sí se puede perder rápidamente, pero para revertirla hacia la alza toma un par de años. Advirtió que el tener unos lineamientos para múltiples operadores, y el éxito que se espera de las diferentes licitaciones, permitirá revertir esta tendencia.

Respecto de las reservas 2P, se refirió al desagregado por región y comentó que Ku-Maloob-Zaap es el primer lugar en cuanto a reserva 2P, ya que tiene 4,510 millones de barriles de aceite, por encima de Aceite Terciario del Golfo, conocido como Chicontepec; Cantarell; Litoral de Tabasco y Samaria-Luna.

Para el caso de gas en 2P, indicó que Aceite Terciario es el número uno con 9.8 billones; en tanto que los activos de las regiones Marina Suroeste, Litoral de Tabasco; y de la Región Sur, Samaria-Luna, tiene 6.1 billones y 2.7 billones de pies cúbicos, respectivamente.

En el caso de petróleo crudo equivalente 2P, combinando el aceite y el gas, señaló que Aceite Terciario del Golfo es el activo con mayor reserva 2P; después Ku-Maloob-Zaap; Cantarell; Litoral de Tabasco; Samaria-Luna y Bellota-Jujo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a campos, el Comisionado Rangel explicó en reserva 2P el campo Akal por sí solo sigue siendo el número uno de la nación, seguido del campo Maloob, después Zaap, Ayatsil y después Ku, seguidos por Samaria, Jujo-Tecominoacán, Balam, Pit y Humapa-Coyol. Advirtió que los mejores campos, en cuanto a reserva 2P se refiere, se encuentran en la Región Marina Noreste.

En el caso de gas, indicó que se encuentra bastante más distribuido o atomizado, pero que Akal sigue siendo el número uno en cuanto a gas, seguido de los campos Tsimín, Kunah y Lakach, que son campos que se encuentran del lado de Pemex en Ronda Cero.

A continuación, se refirió a las reservas 3P y comentó que se trata de cifras que ya había mencionado en el comparativo con el 2014. 25,825.1 millones de barriles para el caso de aceite; 54.9 billones de pies cúbicos en el caso de gas y 37,404.8 millones de barriles para el caso de petróleo crudo equivalente.

Indicó que en reservas 3P en aceite por activo, Aceite Terciario del Golfo es el número uno, seguido de Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Litoral de Tabasco, Samaria-Luna; Bellota-Jujo y Abkatún-Pol-Chuc, entre los más relevantes.

En el caso de gas, señaló que es también Aceite Terciario del Golfo el número uno con 21.9 billones de pies cúbicos; seguido de Litoral de Tabasco; Burgos; Samaria-Luna y Poza Rica. Advirtió que en este caso los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap no aparecen en el primer ranking porque se trata de gas.

En cuanto a la distribución por Región, comentó que en aceite se tiene, 41.7 por ciento en la Región Marina Noreste, 33 por ciento en la Región Norte, seguido de 13.4 por ciento en la Suroeste y 11.8 en la Región Sur.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el caso de gas, señaló que la nación cuenta con 54.89 billones de pies cúbicos, 53.3 por ciento de ella está en la Región Norte, 40 por ciento en Aceite Terciario del Golfo, la Región Marina Suroeste en segundo lugar con 24.4 por ciento, de los cuales 21.3 por ciento de ella está en Litoral de Tabasco; y 14.3 por ciento en la Región Sur, principalmente en el activo Samaria-Luna, en tanto que en crudo equivalente hay una distribución un poco más balanceada, ya que se tiene el efecto de aceite y gas combinados.

En cuanto a la distribución por campos, señaló que los principales campos en cuanto a aceite en reserva 3P, son, en primer lugar Akal, seguido de Maloob y de Zaap. Resaltó que los campos Kayab y Pit, que se encuentran del lado del Estado después de la Ronda Cero, están muy bien "rankeados" en la lista de campos en cuanto a reserva 3P se refiere y en el caso de gas, se encuentra también bastante más atomizado.

Al término del rubro de análisis de la información, el Comisionado Rangel se refirió a los descubrimientos.

Indicó que los únicos pozos que incorporaron reserva por descubrimiento fueron de aguas profundas; Exploratus-1, Nat-1 y Hem-1; de shale gas, Tangram-1 y Céfiro-1 y convencionales; Santa Anita, Arroyo Zanapa, Santuario y Tlacame.

Explicó que se incorporaron reservas 3P por 55.1 millones de barriles en aceite de aguas profundas, 142.4 millones de barriles convencionales, y en el caso de gas, 2.4 billones de pies cúbicos de aguas profundas, 642 mil millones en el caso de shale gas y 92.2 miles de millones de pies cúbicos del resto del sistema y 837.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comentó que los descubrimientos que Pemex ha tenido hasta este momento y a partir de la segunda mitad del año, los que vengan serán certificados, se presentarán en marzo de 2016 en cuanto a 1P se refiere, y en junio para 2P y 3P, por lo que no aparecían en la tabla que se había presentado.

En cuanto a indicadores que se calculan internamente, destacó la relación reserva/producción las cuales se consideran sanas, ya que son de 18.6 años para aceite y 17.8 para petróleo crudo equivalente y para el caso de la 3P son todavía más sanas, ya que son de 29.1 años para el caso de aceite, 23 años para el caso de reserva 3P de gas y 29 años para el caso de petróleo crudo equivalente.

Comentó que lo anterior permite ver, al ritmo de producción que existe actualmente, cuántos años se podría producir con las reservas que se tienen certificadas en este momento, por lo que si se trata de volúmenes originales y de recursos prospectivos, sería de más de 50 o 60 años.

En cuanto a otros indicadores, explicó que se calcula también la tasa de restitución por descubrimiento y que dado que los descubrimientos de este año no fueron los mejores respecto a los últimos 10 años, se encontró una reducción del 13.5 por ciento en la tasa de restitución, y en el caso de la 2P se tuvo una disminución en la tasa de restitución del 19.6 por ciento.

Indicó que como es la primera fecha en la que se presentan las reservas totales de la nación, se integraron en el documento las cifras 1P que ya fueron aprobadas y advirtió que no hubo una reducción considerable en cuanto a reserva 1P se refiere, por lo que las cifras 1P que se presentan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y que reporta Pemex a los diferentes mercados financieros están bastante sólidas y sin mucha reducción.

A continuación, el Comisionado Edgar Rangel se refirió a las cifras propuestas para la resolución del Órgano de Gobierno que corresponden a las reservas por región al 2015 presentadas en la documentación que entregó Petróleos Mexicanos, que incluyen todas las asignaciones que tiene Petróleos Mexicanos, las asignaciones que fueron otorgadas a través de Ronda Cero y las asignaciones temporales.

Indicó que para el caso de la reserva 2P en la categoría aceite, las cifras del país son, para la Región Marina Noreste de 7,701.9 millones de barriles, en la Región Marina Suroeste 2,308.9 millones de barriles, en la Región Norte 4,047.5 millones de barriles, en la Región Sur 2,417.1 millones de barriles, para un total de 16,475.5 millones de barriles para toda la nación.

En cuanto al gas, comentó que las cifras son de 3.26 billones de pies cúbicos, 7.55 billones de pies cúbicos, 13.45 billones de pies cúbicos y 6.34 billones de pies cúbicos, para las Regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur, respectivamente, dando un total de 30.6 billones de pies cúbicos, y en cuanto al petróleo crudo equivalente, son para la Región Marina Noreste, de 8,374.3, para la Región Marina Suroeste, 3,736 millones de barriles, para la Región Norte, de 6,893.2 millones de barriles y la Región Sur de 3,980 millones de barriles, dando un total de reserva 2P en petróleo crudo equivalente de toda la nación de 22,983.5.

Por lo que toca a las reservas 3P, informó que en el caso de aceite se tienen 10,759.2 millones de barriles; 3,454.8 millones de barriles; 8,562.9 millones de barriles; 3,048.4 millones de barriles, para las Regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur, respectivamente, dando un total en toda la nación de 25,825.1 millones de barriles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al gas, señaló que en el mismo orden las regiones, Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur tienen reservas por 3.85 billones de pies cúbicos, 13.41 billones de pies cúbicos, 29.79 billones de pies cúbicos y 7.84 billones de pies cúbicos, dando un total de 54.89 billones de pies cúbicos.

Por último, en cuanto a petróleo crudo equivalente de reservas 3P indicó que para la Región Marina Noreste son de 11,531.9 millones de barriles, Región Marina Suroeste, 6,000.7 millones de barriles, Región Norte, 14,911.3 millones de barriles, y Región Sur, 4,961.0 millones de barriles, dando un total de la reserva 3P en petróleo crudo equivalente de toda la nación, de 37,404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

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

El Comisionado Héctor Acosta comentó que, en primer término, deseaba felicitar al Comisionado Rangel por la explicación tan clara acerca de las reservas, así como al equipo técnico que auxilió para la preparación de la ponencia.

Destacó que éstas son reservas totales que por primera vez dictamina la Comisión de la forma en la que se pueden diferenciar las reservas que están en asignación directa con Petróleos Mexicanos y la reserva que se encuentra por parte del Estado y que va a ser objeto de licitaciones a través de las diferentes rondas.

Por otra parte, el Comisionado Acosta solicitó al Comisionado ampliara la explicación sobre las condiciones que pueden ocasionar un resultado de una baja en las reservas, ya que resulta muy importante el poder entender de forma más sencilla cómo puede suceder que unas reservas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se reduzcan y cuál es el proceso técnico de su certificación y por qué razones coyunturales, como cuestiones económicas o tecnológicas, pueden llevar a una certificación a la baja.

El Comisionado Edgar Rangel comentó que la pregunta era muy atinada, sobre todo por el momento que se está viviendo, ya que en unas semanas más tendrá lugar el fallo de la Segunda Licitación de la Ronda 1, lo que implicará incorporación de reservas, porque en la medida en que las empresas que participen, sobre todo en el caso de extracción, presentarán sus planes de desarrollo y eso claramente tendrá que verse a la alza en la incorporación de reservas.

Explicó que la reserva es una medida dinámica que si, en estricto sentido se quisiera medir diariamente, ésta variaría, ya que implica muchos aspectos técnicos, económicos y de interpretación y no hay dos geofísicos que interpreten de la misma forma un mismo registro geofísico, y existen miles de registros para las diferentes formaciones.

Respecto de la disminución de las reservas, comentó que se trató de aspectos netamente técnicos en casos de delimitaciones, ya que encontraron un par de pozos delimitadores que buscaban las extensiones de algunos yacimientos que ya se habían considerado como reserva posible, y encontraron que la formación que se esperaba que estuviera impregnada por aceite realmente estaba impregnada por agua.

Indicó que hay casos en que el volumen de reservas existe pero no es técnica o económicamente extraíble, por lo que no puede considerarse reserva. Agregó que a estos casos se les llama recurso contingente porque volúmenes se ponen en la categoría y ante una nueva tecnología, se podrían incorporar como reservas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Comisionado Presidente comentó que lo que se estaba presentando a aprobación del Órgano de Gobierno es las reservas 2P y 3P al último día de 2014, ya que las reservas 1P ya habían sido aprobadas en su momento en el mes de marzo.

Indicó que se incluyen las de todo el país, tanto las áreas que se asignaron a Petróleos Mexicanos en Ronda Cero como las áreas que retuvo la Secretaría de Energía. Señaló que en el futuro lo que estará regulando y supervisando la Comisión Nacional de Hidrocarburos en materia de reservas es igualmente la de todo el país, de las asignaciones que correspondan a Petróleos Mexicanos y las relativas a los contratos que en su momento resulten de las licitaciones.

Explicó que lo que hace la Comisión Nacional de Hidrocarburos, tanto en este ejercicio de 2P y 3P como el que se hizo de 1P, son dos aspectos: El primero es revisar que la metodología con la cual se cuantificaron las reservas es consistente con la regulación que observa la práctica internacional, y que los cálculos sean consistentes con los estándares internacionales que se han adoptado en la regulación. El segundo, es revisar que exista una consistencia entre lo que estima el certificador, la firma de certificación internacional, y lo que estima Petróleos Mexicanos, que en este caso, como ya lo había expuesto el Comisionado Rangel, son consistentes.

Por último, reiteró que los descubrimientos que Petróleos Mexicanos recientemente anunció, no aparecen en esta contabilidad porque se están presentando las cifras al último día de diciembre de 2014. Agregó que esos descubrimientos se verán reflejados en la evaluación de reservas que se presente el próximo año.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.10.001/15

Relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas, realizadas por terceros independientes.

ACUERDO CNH.10.002/15

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, por unanimidad, aprobó la resolución relativa a los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y los reportes finales de las certificaciones de las mismas, realizadas por terceros independientes.

II.3 Propuesta de integración del Consejo Consultivo para el análisis de los lineamientos para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionado Sergio Pimentel Vargas, en su carácter de Comisionado Ponente.

El Comisionado Pimentel comentó que estaba presentando a la consideración del Órgano de Gobierno la integración del Consejo Consultivo que habrá de participar en la elaboración de la regulación para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Explicó que en la Ley de Hidrocarburos, el artículo 2 prevé una serie de actividades que dicha ley regula, entre las que se encuentran el Reconocimiento y Exploración Superficial y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que son propias de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Respecto de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, el Comisionado Pimentel comentó que el artículo 4, fracción XXXII de la Ley de Hidrocarburos indica que el reconocimiento y la exploración superficial son todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de hidrocarburos en un área determinada. Dentro de éstos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.

Indicó que estas actividades ya cuentan con una regulación que fue emitida por la CNH a principios del 2015 y que se identifica como ARES, misma que fue modificada el 15 de abril y con ella se abarca el interés de los terceros para llevar a cabo estas actividades que serían de dos formas: levantar información sísmica, o bien reprocesar la información que ya está levantada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Indicó que, por otra parte, la información resultado de las actividades de reconocimiento y exploración superficial debe ser entregada a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien la custodiará en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Explicó que, si bien el tema sobre el reconocimiento y exploración superficial ya está cubierto, con la emisión de una regulación, falta que la Comisión emita unos lineamientos que habrán de regular el acceso de los interesados a la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Advirtió que dicha regulación habrá de prever, además del procedimiento para tener acceso a la información, los derechos que conferirán a quienes tengan la licencia de uso, los derechos que conferirá esta licencia para poder hacer uso de la información, más allá de que los terceros interesados puedan adquirirla de una empresa que lleve a cabo el levantamiento sísmico o el reprocesamiento de esta información.

Señaló que con independencia de que la puedan adquirir de un tercero, lo que la ley prevé es que la CNH, en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, debe tener el acopio de toda la información que es propiedad de la nación, y que cualquier interesado pueda venir directamente a la Comisión y hacerse de un paquete de información.

Destacó que esto es de primera importancia porque la industria de los hidrocarburos es de altísimo riesgo y la información ayuda a acotar ese riesgo, a brindar mayores elementos para que las empresas que se dedican a ello puedan tener una mejor idea de en dónde llevar a cabo la perforación para eventualmente producir hidrocarburos.

Agregó que, en consecuencia, se requiere aprobar la integración del Consejo Consultivo que habrá de participar en la elaboración de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

regulación para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Comentó que se estaba proponiendo para asistir como invitados al Consejo Consultivo, dentro de la Comisión, el Comisionado Presidente, todos aquellos comisionados que estén interesados en participar, un representante del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, un representante de la Unidad Técnica de Exploración, un representante de la Unidad Técnica de Extracción, un representante de la Dirección General de Regulación y Consulta, y un representante de la Unidad Jurídica.

Indicó que por lo que hace a los sectores de gobierno y de energía, la propuesta es tener un representante de la Secretaría de Energía; uno de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; y uno más del Instituto Mexicano del Petróleo.

Por lo que corresponde a la academia, dijo que la propuesta es tener un representante de la Universidad Nacional Autónoma de México; otro más del Instituto Politécnico Nacional; y un tercero del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Finalmente, por lo que hace a las asociaciones, tanto nacionales como internacionales, señaló que la propuesta es contar con un representante de la Unión Mexicana de Asociaciones de Ingenieros; un representante de la Confederación Patronal de la República Mexicana; uno de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos; y uno más de la Asociación Internacional de Contratistas Geofísicos.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Comisionado Néstor Martínez propuso que se incluyeran entre los invitados, a la Academia de Ingeniería, de lo cual se tomó nota.

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

ACUERDO CNH.010.003/15

Con fundamento en el numeral séptimo de las Reglas de Operación del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos propuestos en la sesión, la lista de participantes e invitados a las sesiones del Consejo Consultivo en las que se analizarán los lineamientos para el uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

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

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo que se habían recibido en la Secretaría Ejecutiva.

No habiendo comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.10.004/15



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

III.- Asuntos para conocimiento

III.1. Informes sobre los avances de la primera, segunda y tercera convocatorias de la Ronda 1.

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 de la Comisión y Coordinador del Comité Licitatorio.

Con relación a la licitación de la Primera Convocatoria, relacionada con la adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en 14 Áreas Contractuales en Aguas Someras, el licenciado Álvarez informó que el 29 de junio, expiró el plazo para que los licitantes precalificados solicitaran ajustes a la estructura de licitante precalificado.

Indicó que a esa fecha se recibieron tres solicitudes, las cuales se encuentran en análisis del Comité Licitatorio y que serán presentadas para su resolución a este Órgano de Gobierno a más tardar el próximo 6 de julio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con relación a la licitación de la Segunda Convocatoria, aguas someras, para la adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos en 5 Áreas Contractuales, el licenciado Álvarez informó que actualmente el Comité Licitatorio se encuentra en la recepción de la documentación para precalificación de 20 empresas que solicitaron cita y que este periodo concluye el próximo 10 de julio.

Por último, con relación a la tercera licitación para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en 25 Áreas Contractuales, el licenciado Álvarez, informó que está en la fase de acceso al Cuarto de Datos y a la fecha se tienen 28 empresas interesadas. Destacó que de estas 28, 18 son de origen mexicano.

Agregó que toda la información de las tres licitaciones se encuentra disponible en la página www.ronda1.gob.mx.

El Comisionado Presidente comentó que era una gran noticia, ya que esta tercera licitación está levantando el interés y logrando detonar el surgimiento de nuevas empresas mexicanas.

El licenciado Álvarez agregó que de esas empresas interesadas, ya tres han iniciado el proceso de precalificación, toda vez que ya efectuaron el pago correspondiente.

El Comisionado Presidente preguntó si había comentarios.

El Comisionado Héctor Acosta indicó que en razón de que se abrió ya la fase de Cuarto de Datos para la tercera licitación, y de que debía solicitarse a la Secretaría de Energía que ponga a disposición de los interesados, a través del Cuarto de Datos, el estudio de impacto social que establece la Ley de Hidrocarburos, preguntó si ya está incluida esta información.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La Secretaría Ejecutiva comentó que aún no se encuentra en el paquete de datos, pero que ya había sido solicitada a la Secretaría de Energía.

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

ACUERDO CNH.10.005/15

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de los informes sobre los avances de la primera, segunda y tercera convocatorias de la Ronda 1.

III.2. Informe Convenio de Coordinación y Colaboración Administrativa a celebrarse entre la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el intercambio de información para cumplir con lo establecido en las leyes de Ingresos sobre Hidrocarburos y de Hidrocarburos y sus reglamentos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva explicó que es un convenio de colaboración que se prevé dentro de las leyes de Hidrocarburos y de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como sus reglamento, y regula el intercambio de información, la coordinación y colaboración entre las dependencias que tienen como objetivo ejecutar las acciones derivadas de estas leyes.

Agregó que solamente se trata de informar al Órgano de Gobierno que será suscrito este convenio de colaboración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.010.006/15

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento sobre la suscripción del Convenio de Coordinación y Colaboración Administrativa que celebrarán la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el intercambio de información con el objeto de cumplir con lo establecido en las leyes de Ingresos sobre Hidrocarburos y de Hidrocarburos, así como sus respectivos reglamentos.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

En desahogo de este punto del Orden del Día la Secretaria Ejecutiva propuso tomar conocimiento del reporte sobre seguimiento de acuerdos y resoluciones, toda vez que había sido entregado a los Comisionados con anticipación.

No habiendo comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.10.007/15

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

V.- Asuntos generales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:42 horas del día 30 de junio de 2015, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Sesión Ordinaria 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
Comisionado Presidente

Edgar René Rangel Germán
Comisionado

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva