



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:21 horas del día 14 de noviembre del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Octava Sesión Extraordinaria 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 220.0809/2017, de fecha 13 de noviembre 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.
- II.2 Opinión sobre la modificación de las Asignaciones de Petróleos Mexicanos A-0183-M-Campo Ku, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, en su calidad de Comisionado Ponente.

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 Comisionado.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Colegas, se trata de un lineamiento pues fundamental, quizá de los más importantes que tenemos en la CNH, porque este lineamiento regula las reservas. Reservas que pues evidentemente son hidrocarburos que están en el subsuelo y que son propiedad de la nación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Recordaremos que al día de hoy tenemos vigentes unos lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la nación y el informe de los recursos contingentes relacionados. Estos lineamientos fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 13 de agosto del 2015 y digamos desde el primero de agosto del año 2016 este Órgano de Gobierno instruyó la revisión de este lineamiento al que me acabo de referir hoy vigente con el propósito fundamental de reducir los plazos que ahí se prevén. El equipo de trabajo de la CNH pues llevó a cabo esta revisión. Debo decir que ha sido pues un trabajo arduo, yo quiero agradecerles el esfuerzo a los colegas de la Unidad de Extracción, particularmente al equipo de reservas. Y lo que les traemos ahora es ya el resultado de esa revisión en materia de lo que se pidió, que era digamos la motivación original de este documento.

Con esta propuesta que les traemos ahora reducimos en cuatro meses los plazos contemplados en el lineamiento hoy vigente, cuando existe el mecanismo de revisión. No quisiera adelantarme a la presentación que nos van a hacer los colegas de la Unidad de Extracción, simplemente déjenme decirles a manera de contexto pues que los umbrales de diferencia se mantienen en términos del lineamiento vigente. Para la reserva 1P es el 10% y para la 2P y la 3P la diferencia es del 20%. Si se rebasan estos umbrales es que se activa un mecanismo primero de conciliación entre el operador y el tercero y de no lograrse una cifra consolidada entre estas dos partes, pues entonces se activa el mecanismo de revisión. Todo este mecanismo se ve reducido en cuatro meses decía yo y en caso de que no exista este mecanismo también el lineamiento propuesto reduce los plazos en mes y medio.

¿De qué estamos hablando? Estamos hablando de que todos los operadores petroleros, sea Pemex a través de una asignación o sean los contratistas pudiendo ser desde luego el mismo Pemex o terceros que tienen un contrato consigo, pues tienen que cuantificar las reservas. Después un tercero independiente certifica esa cifra y es aquí donde se puede presentar la diferencia. Y por último nosotros en la CNH consolidamos año con año la cifra nacional de reservas de la nación. De eso estamos hablando, eso es lo que el lineamiento regula. Ya llevamos a cabo, en términos de lo que establece la ley, el Consejo Consultivo. Tuvo lugar el 7 de septiembre pasado. Estuvieron representados pues la academia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Estuvieron desde luego asociaciones de operadores. Estuvieron también desde luego presentes los terceros interesados. De manera pues que este proyecto que hoy traemos a su consideración pues ha sido ya comentado, ha sido ya observado por los distintos actores del sector y la intención sería que si ustedes lo ven bien, y de aprobarse esto, este documento iría a COFEMER para agotar ahí la instancia de consulta pública que nos daría por fin la posibilidad de publicar el lineamiento.

Concluyo diciendo que este lineamiento solo regularía el procedimiento de cuantificación que hacen los operadores y de certificación que llevan a cabo los terceros y ya no así el tema de los recursos contingentes relacionados. Ese es un tema que tendría una regulación distinta que aquí estaríamos separando, para únicamente referirnos aquí al tema de reservas. Si me lo permites Presidente, yo le pediría a León Daniel Mena, nuestro titular de la Unidad de Extracción que nos hiciera el favor de presentar los aspectos generales de esta regulación y pues estaremos a sus órdenes para cualquier comentario o sugerencia Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionados. Reitero, inicio haciendo énfasis en el objetivo de los lineamientos que es – y está en la siguiente lámina, la que sigue por favor – regular los elementos técnicos y procedimentales en materia de cuantificación de reservas que deben de observar los operadores petroleros, así como respecto a la certificación de reservas de la nación por parte de terceros independientes. Entonces a lo largo de esta breve explicación, veremos lo que es el ciclo de certificación, la cuantificación anual, los criterios de diferencias, mecanismos de revisión, padrón de terceros independientes y algunos transitorios.

La incorporación de reservas permite que los operadores petroleros que declaren un descubrimiento comercial a la Comisión podrán incorporar reservas asociadas dentro del procedimiento anual de cuantificación de reservas y el ciclo de certificación que corresponde en términos de los presentes lineamientos. Lo anterior en el entendido de que deberán presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción que sustente los volúmenes de reservas asociados a este supuesto descubrimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comercial para aprobación de la Comisión dentro de los plazos previstos en el contrato o asignación que corresponda y de conformidad con la normatividad aplicable.

En cuanto al ciclo de certificación, se mantiene el periodo de tres años contemplado en los lineamientos vigentes y básicamente hay dos casos. El primero es que en el primer año se certifique al menos el 40% de las reservas 1P, 2P y 3P y en los siguientes dos años el resto de las reservas. En el caso dos, en el primer año se certificarían el 100% de las reservas 1P, 2P y 3P y en los dos años siguientes solamente se daría aviso de no modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción. De cualquier manera, al término de estos tres años de evaluación se deberá tener el 100% de la certificación de las reservas 1P, 2P y 3P.

En cuanto al calendario, es importante mencionar que el inicio está previsto a finales del mes de julio, principios de agosto, y tenemos un periodo para presentar el informe de reservas entre el primero de enero y a mediados de febrero. Si hubiera consenso en cuanto a las cifras, la resolución de reservas 1P, 2P y 3P se harían en el consolidado nacional en la segunda semana de abril. Si hubiera alguna discrepancia – y ahorita explico en dónde se presentan y cómo evaluarlas – aplicaría el mecanismo de medición, que es la parte que está en un recuadro... Perdón, el mecanismo de revisión, que es el recuadro de color verde, para entonces llevar la consolidación de las cifras nacionales de reservas hasta la segunda semana de septiembre. ¿Qué es lo relevante de lo que se está proponiendo aquí? Y está en una nota aclaratoria al final de la lámina. Dice, “en caso de que sea necesario este mecanismo de revisión – repito, el cuadro en color verde pues nos llevaría hasta septiembre – la propuesta contempla una reducción de cuatro meses con respecto al procedimiento que actualmente tenemos vigente”. Entonces ahí hay una reducción importante de tiempo. Y si no hubiera, o sea, en caso de que no exista necesidad de aplicar este mecanismo de revisión, la reducción sería de un mes y medio. Con esto estaríamos hablando de que en la segunda semana del mes de abril estaríamos teniendo la resolución de las reservas 1P, 2P y 3P. Entonces hay una reducción importante con respecto a los lineamientos vigentes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mencionaba hace un momento que existen criterios de diferencia. Estos criterios entre el operador y el tercero independiente consideran diferencias a nivel de campo. Debiendo ser menor al 10% para las reservas 1P y menor al 20% para las reservas 2P y 3P considerando petróleo crudo equivalente. Entonces las ecuaciones muestran para 1P que el volumen de reservas por campo que presenta el operador petrolero menos las reservas por campo que presente un tercero independiente menos el volumen de reservas reportadas por el operador petrolero por 100, deben de ser menor o igual al 10%. Ese es el criterio para las reservas 1P. Y de manera similar para las 2P y 3P, la diferencia debe ser menor o igual al 20%.

En la siguiente lámina se muestra que cuando eso no ocurra, cuando las diferencias entonces sean mayor al 10% para 1P y mayor al 20% para 2P y 3P, entra este mecanismo de revisión donde primeramente se hace una revisión para tratar de resolver las diferencias y pasar a la consolidación de reservas. Si no se resuelven las diferencias, aplican diferencias absolutas establecidas en 15, 50 y 75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si no se rebasan, se procede a la consolidación de reservas. Si se rebasan, entra un mecanismo de revisión con la opinión de un tercer independiente adicional. O sea, para implementar este mecanismo se contrataría a un tercero independiente con cargo al operador petrolero y este primero determinará la cifra con mayor certidumbre o reevaluará el campo en su defecto. Sólo hasta este punto habría la decisión para la consolidación de reservas nacionales.

Es importante mencionar que el padrón de terceros independientes estará conformado por personas morales que cuenten con al menos 10 años de experiencia en actividades de clasificación, análisis, estimación, evaluación y certificación de la cuantificación de reservas. La experiencia se podrá acreditar a nivel de empresa o bien a través de su personal. Para el caso de quienes no cuenten con dicha experiencia, se podrá presentar un contrato de asociación con alguna empresa que sí acredite dicho requisito. El registro tiene una vigencia de tres años y podrá ser renovado siempre que dicha renovación se solicite con al menos 45 días hábiles previo a su vencimiento. Se cobrarán aprovechamientos por el registro y renovación en este padrón. Asimismo, se cobrarán aprovechamientos por el análisis relativo a la cuantificación y certificación de las reservas del país.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para reconocer y agradecer el trabajo realizado por el equipo que no sólo es también el área de reservas, sino también de regulación, la pediré a Alejandro Mar, Director General, que me complemente la parte de los transitorios.

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

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Muchas gracias Comisionado. Pues la regulación abarca algunos transitorios, aquí vamos a explicar uno en particular para Pemex. El primer transitorio para Pemex lo que considera es que se cuantificarán las reservas asociadas a las áreas de asignación y campos que cuenten con títulos de asignación o contratos, así como estas asignaciones de resguardo que se conocen como tipo AR. Pemex como tal podrá reconocer estas reservas hasta el límite económico para todas las asignaciones de las cuales él sea titular, así como las tipo AR que tiene a resguardo para el Estado. La siguiente por favor.

Existe otro transitorio que también abarca el tema de lo que son las modificaciones hacia los planes, ciertas migraciones o inclusive las mismas licitaciones de las áreas que vamos adjudicando en las licitaciones. Entonces este transitorio prácticamente lo que abarca es que durante un periodo de tres años se mantendrá la última cifra certificada o cuantificada reportada a la Comisión de aquellas áreas que se encuentren en una etapa de transición o que no cuenten con un Plan de Desarrollo aprobado o actualizado. Entonces este transitorio va a permitir tener una cifra de referencia en lo que estas reservas se vuelven a certificar y a cuantificar nuevamente por los operadores petroleros. La que sigue por favor.

Y tenemos un transitorio adicional que abarca prácticamente lo que es el año de evaluación 2017 para poder reportar las reservas en el 2018 de los operadores nuevos que quisieran poder declarar reservas en el siguiente ejercicio del procedimiento anual de cuantificación. Para ello estamos estableciendo ciertos pre requisitos de la regulación propuesta en donde ellos de primera instancia tendrán que notificar a la Comisión el aviso de la elección de su tercero independiente para poder certificar sus reservas. Posterior a esto nos tendrán que notificar el aviso del procedimiento anual de cuantificación y certificación de reservas. Y una vez que tengan su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrato suscrito con el tercero independiente, nos podrán proporcionar una copia y entregar los informes relativos al año de evaluación tanto de cuantificación como certificación en los tiempos establecidos que se mencionaban que son a más tardar durante la segunda semana del mes de febrero. Este transitorio como tal lo que va a permitir es que aquellos operadores petroleros que estén en posibilidad de declarar reservas para el 2018 puedan hacerlo en este ejercicio. ¿Si? Pues por la presentación sería todo y pues le cedo la palabra al Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director. Comisionado ponente, ¿algo más?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Bueno, más bien comentarios, preguntas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Bueno, el Comisionado Pimentel señalaba al inicio que los operadores petroleros hacen la evaluación de sus reservas. Hay unos terceros independientes que nosotros tenemos un padrón para eso, que también hacen sus cálculos. Y con esos dos cálculos, el del operador petrolero y el tercero independiente, se hacen las comparaciones. Obviamente esa información, así como la calcula el operador petrolero y el tercero independiente, nos la mandan a la Comisión. Nosotros aplicamos los criterios que presentan en estos lineamientos verificamos que vengán en la manera en la que pedimos que los presenten y si pasan esos criterios se declara que son reservas y eso es lo que se aprueba y posteriormente se publica.

Yo nada más lo que quiero dejar bien clarito, que aunque diga que "consolidamos las cifras de reservas", que luego a veces pareciera que nada más las sumamos, no es así. Nuestros equipos técnicos, nosotros revisamos que realmente sean reservas bajo criterios técnicos que están plasmados tanto en los lineamientos como en la PRMS y las mejores prácticas de ingeniería petrolera. Que se quede bien clarito que aunque se diga que consolidamos reservas, sí son análisis técnicos necesarios de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ingeniería petrolera y geociencias para ver que esas cifras realmente sean reservas.

Y por ejemplo el tema que discutimos durante la elaboración de estos lineamientos – y me parece que por ahí sí lo tienen claro, nada más me gustaría ver si sí es así – es que algunas compañías nos señalan que perforan un pozo exploratorio, encuentran hidrocarburos, pero su declaración de reservas viene siendo dos o tres o cinco años después porque tienen que delimitar, tienen que evaluar y ver si realmente es comercial todo este asunto del pozo que perforan y que años después se les declara reserva. Si aquí, creo que por ahí más o menos lo alcancé a entender en los lineamientos, es qué va a pasar en México cuando perforemos un pozo exploratorio, descubra hidrocarburos y si con ese pozo ya se va a declarar reservas a incorporar.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. El supuesto... Primero lo que tengo que decir es que estos lineamientos ya lo decía el Comisionado Franco siguen la metodología PRMS. Esa es la metodología que la Comisión seguirá aplicando. Es la que aplicamos actualmente y seguirá aplicando de aprobarse esta modificación. Que en realidad no es una modificación, en realidad son unos nuevos lineamientos.

Ahora, para contestar la pregunta del Comisionado Franco. Si hay un pozo exploratorio que descubre hidrocarburo, el supuesto de los lineamientos es que tiene que declararse la comercialidad de ese descubrimiento. No basta pues perforar un pozo exploratorio y encontrar una acumulación de hidrocarburos. Lo que tiene que existir es comercialidad y tiene que existir también el compromiso del operador de presentar su Plan de Desarrollo para la extracción en los plazos que prevea la regulación aplicable, sea una asignación o sea un contrato. Tengo que decir que es una excepción que estamos previendo en los lineamientos que se prevé o se preveía en la versión anterior de la PRMS: La posibilidad de declarar reservas con un pozo exploratorio que encontraba acumulación de hidrocarburos. Y digamos, yo lo entiendo de manera muy lógica. La reserva 1P, 2P o 3P pues está estrecha e indefectiblemente ligada a un Plan de Desarrollo para la Extracción. De hecho lo que dice la PRMS y lo que dicen también nuestros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lineamientos es que como regla general sin Plan de Desarrollo para la Extracción no podría haber reserva.

Lo que comenta el Comisionado Franco es una excepción claramente establecida en este proyecto de lineamiento acotado a dos cosas. La primera es que se declare comercialidad y la segunda es que se presente un Plan de Desarrollo para la Extracción en los plazos que se tenga que presentar. Si no se cumple con la segunda, es decir, se declara comercialidad pero no se presentara en su caso el Plan de Desarrollo para la Extracción, lo que el lineamiento prevé es la reclasificación de esa cantidad digamos de reserva a recurso contingente, porque justamente nos acompañaría en su momento el Plan de Desarrollo. Bueno, pues yo espero haber contestado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y para llegar al Plan de Desarrollo, muchas veces es necesario hacer un programa de evaluación, que sería delimitar ese descubrimiento. Entonces sí pasaría como nos lo han venido a decir algunas compañías que la mejor práctica es: Perforo el pozo exploratorio, si descubro delimito, que para eso me llevo 2-3 pozos más, varios años, y ya con eso tengo buena información para poder presentar un Plan de Desarrollo que pudiera señalarme si es comercial o no y entonces sí manifestar que reservas de hidrocarburos. ¿Es así?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Aunque yo entiendo que pudiera haber un operador que con un sólo pozo declare comercialidad y entonces se colocaría en el supuesto que estamos previendo en el plan. Digo, es una posibilidad que se abre a los operadores petroleros para que en su caso puedan declarar.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero deben presentar su Plan de Desarrollo de ese pozo con un desarrollo asociado a ese pozo.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es, así es.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá abundar un poquito más en este punto. La declaratoria de comercialidad en realidad se hace en el programa de evaluación. O sea, se puede hacer con un sólo pozo o se puede hacer delimitando el área. Entonces finalmente el final del programa de evaluación se hace con la declaratoria de comercialidad y posteriormente pues según los lineamientos actuales – y bueno, se verá según los contratos inclusive – se tiene hasta 120 días para presentar un Plan de Desarrollo. Entonces bueno, si se hace de esta manera, pues después de la declaratoria de comercialidad pues se podrá presentar el programa o se deberá presentar el programa, el Plan de Desarrollo correspondiente a esta declaratoria de comercialidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctora. Comisionado Franco por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Es otro tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, es otro tema. Entonces continúe usted.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Esto es más o menos del mismo. Por ejemplo ya dijimos el operador petrolero calcula sus cifras, el tercero calcula sus cifras. Vienen las cifras a la Comisión, las comparamos, aplicamos criterios, revisamos que sean reservas. Pero supongamos que el operador petrolero y el tercero dicen que es reserva, pero nosotros aplicando los criterios vemos que no lo es. Un ejemplo que nos pongan una reserva por recuperación secundaria por inyección de agua en un proyecto de aguas profundas que todavía ni se ha desarrollado, por dar un ejemplo nada más. Esa reserva qué criterio o en la parte de los lineamientos veo que hay unas observaciones y que las debe atender. Nada más quiero estar seguro si sí vamos a poder aplicar esa observación o es como un criterio para decir, “pues eso no es reserva y lo tenemos que quitar”. No vaya a ser



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que después pase el tiempo y hasta ellos mismos digan que pues realmente sí es recurso contingente. ¿Dónde se prevé esa parte en los lineamientos?

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- El lineamiento prevé que la Comisión puede solicitar la información en cualquier momento tanto al operador petrolero como al tercero independiente. De manera que una vez que nos presenten su informe para análisis de la Comisión y nosotros detectemos el supuesto que usted señala Comisionado, pues creo que el equipo técnico tendría toda (digamos) la posibilidad prevista en el reglamento de solicitarle a ese operador y a ese tercero que acrediten, digamos que demuestren con base en qué están considerando reserva en un caso como el que usted apunta. Y evidentemente la Comisión podría pues señalar las razones por las que en su caso en términos de la PRMS, y en consideración a la autoridad reguladora, esa cifra no podría ser considerada como reserva. Se puede hacer sin ninguna duda. Se puede hacer desde que se analiza la información y se genera ahí alguna inquietud, alguna duda. Nuestros equipos técnicos citan a una reunión de trabajo o una comparecencia en su caso al operador de que se trate y/o al tercero independiente para analizar conjuntamente el supuesto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí vamos a poder decirles desde el punto de vista técnico, sustentado, etc., lo que sí es y lo que no es reserva.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Nos lo permiten los lineamientos. No va a ser de que ya los terceros y el operador se pusieron de acuerdo, dicen que no hay diferencia, dicen que no es reserva y que nosotros desde el punto de vista técnico demostremos que no lo es y que sí lo podamos quitar. O sea, sí lo vamos a poder hacer.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sin ninguna duda y no sólo eso. El lineamiento también prevé la posibilidad de consultar a terceros expertos en la materia – que pudiera ser el supuesto ya muy



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

específico, ¿no? – para que sea un tercero experto el que nos dé mayores elementos para dirimir esa posible controversia. Sí, sí lo podríamos hacer sin ninguna duda.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí lo podemos hacer. Y ya mi última Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, adelante por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, creo que es la última. En el tema de la contratación de un tercero adicional. O sea, ya tenemos el tercero, tenemos al operador petrolero, hacen el trabajo, nosotros queremos contratar o más bien queremos que venga otra opinión de un tercero que debe ser pagada por el operador petrolero. Sabemos de las complicaciones que genera la contratación de servicios a lo mejor por parte de algunas empresas. En los contratos o los contratistas tenemos umbrales que dependiendo del monto requieren asignación directa o requieren invitación a tres o más de 20 millones de dólares requieren de concurso o licitación internacional. Pero en el caso de las asignaciones petroleras, seguro ese tipo de servicios se meten a la Ley de Adquisiciones. Y en la Ley de Adquisiciones si nosotros les decimos “contrátame a un tercero”, pudiera llevarse algunos tiempos, trámites internos, sobre todo en nuestro operador petrolero nacional. ¿Eso cómo lo vamos a manejar? Porque si queremos inmediatamente terminar el proceso ya que vayamos en el último mes que nos traigan un tercero, yo creo que vamos a meter en complicación de que contraten a ese tercero para esta segunda opinión de un tercero. Ahí todavía me queda duda si va a ser factible o si vamos a tener que promover que nuestro operador petrolero acelere sus procesos de contratación para este tipo de servicios.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- A ver. Yo lo que diría ahí es que se tienen que dar una serie de supuestos para llegar a este extremo. El primer supuesto es que la diferencia en la revisión de la reserva 1P sea mayor al 10% y respecto de la 2P y la 3P sea mayor al 20%. Ahí digamos ya tendríamos la primera, ¿no? señal que tener en cuenta. Pero no basta con llegar ahí. Si se da ese supuesto, entonces déjame enfocar el ejemplo en Pemex Comisionado. Si se da el supuesto de que Pemex tiene una diferencia con su tercero que certifica esas reservas de 1P, de 10%



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tratándose de 1P, o de 20% tratándose de 2P y 3P, lo que sucedería es que la Comisión digamos citaría tanto a Pemex como al tercero para ver a qué obedece esa diferencia, ¿no? Si no se logra reducir ese margen, entonces se activa un segundo supuesto que es ya el mecanismo de revisión. Y ahí tendríamos que ir campo por campo a ver si en materia de 1P se rebasan 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en 2P 50 millones de barriles y en 3P 75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Sólo en ese supuesto – y esto es por campo – es que tendríamos en su caso, sólo si se rebasan estos umbrales es que se activaría el supuesto al que usted se refiere, que es la contratación de un tercero independiente distinto al tercero independiente que certificó de origen la reserva de Pemex. Me parece que la ventana de tiempo para que esto suceda pues es suficiente para que en su caso Pemex o cualquier operador petrolero. Insisto que hablo de Pemex porque ahí se centró el ejemplo. Creo que la ventana de tiempo es suficiente para que Pemex pues vaya gestionando al interior pues los trámites, los requisitos que tendría que solventar para poder en su caso hacerle frente a la contratación de este tercero independiente, ¿no?

Entiendo la inquietud. Debo también decir que Pemex evidentemente estuvo involucrado en la revisión de estos lineamientos en el Consejo Consultivo y no recibimos ninguna inquietud en este sentido. No quiere decir que no exista. Probablemente con lo que usted comenta se active por ahí alguna alarma. No nos lo habían dicho. Estaremos atentos. Insisto, este proyecto de aprobarse iría pues a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria. No es que esto se vaya a publicar ya, hay todavía un espacio para poder hacer comentarios. Estaremos pendientes particularmente de esta inquietud pues para ver si es necesario hacer algo al respecto, ¿no?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. De hecho creo que los mecanismos de revisión que acaba de explicar ayudan mucho para que... y además tengan tiempo los técnicos y puedan homologar criterios que permitan llegar a cifras pues muy cercanas al análisis de toda la información que van a tener. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionados. Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, primero quisiera felicitar al Comisionado Pimentel y al equipo que le apoyó – a la Unidad de Extracción y a la Dirección General de Regulación de esta Comisión – por este documento que nos están presentando porque sin duda viene a ser un documento bastante mejor que el que veníamos o que actualmente está vigente y que veníamos operando. Y que tiene la importancia de que nos permite darle a conocer al público en general la riqueza petrolera que tiene este país, la riqueza en hidrocarburos y aquella que es técnicamente posible extraer del subsuelo y viable económicamente de comercializar. Esa es la importancia pues que tienen estos lineamientos.

Y yo destacaría tres cosas que me parecen importantes del lineamiento y que vienen a mejorar lo que actualmente tenemos, que es: En primer lugar, consolida en un sólo momento el anuncio de las reservas 1P, 2P y 3P que nos va a eliminar esta confusión que anunciábamos primero un tipo de reservas y luego dos meses después veníamos a anunciar las otras y generaba algunas confusiones en la opinión pública y esto viene a resolverlo. También en el lineamiento vigente tenemos un callejón sin salida en razón de que no sabíamos qué hacer exactamente cuando el operador y su certificador no se ponían poner de acuerdo respecto de aquellas diferencias que presentaban en sus dictámenes. Es decir, el lineamiento decía que había algunas reuniones, que discutían las diferencias, pero no terminaba de decir el lineamiento qué había que hacer cuando no se ponían de acuerdo. Entonces este es otro elemento positivo que tiene el lineamiento. Y en general el proceso me parece que es bastante más claro.

Sin embargo hallé algo que yo nada más he reservado siempre desde las discusiones que hemos tenido de forma interna y que yo quisiera poner a la mesa para su discusión. Creo que por las características que tienen los operadores, tenemos operadores de diferentes dimensiones actualmente que tienen firmados contratos con nosotros, tanto operadores como asignatarios. Tenemos un gran asignatario, que es Pemex, que por mucho tiene la mayor cantidad de reservas 1P, 2P y 3P y tenemos otros contratistas – del otro lado, contratistas privados – que tienen campos cuyas reservas son muy pequeñas en comparación con el asignatario y en comparación con las reservas totales del país. Sin embargo les estamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estableciendo las mismas obligaciones. Y aquí más por una economía procesal y de eficiencia en cuanto a las obligaciones que generan implicaciones económicas y gastos a los operadores, a mí me parece que sería conveniente hacer una diferenciación entre ciertos contratistas o asignatarios que están administrando un campo en particular que tiene ciertas dimensiones y otros que tienen campos mucho más pequeños.

El no establecerle la obligación de contratar a un certificador creo que disminuiría las cargas ya de por sí importantes que tienen aquellos contratistas que tienen campos más pequeños. Y me estoy refiriendo para ejemplificarlo de mejor manera a contratistas como por ejemplo aquellos que resultaron adjudicados en la licitación tres y del cual uno de esos campos pues ya renunció precisamente a continuar con su inversión porque las evaluaciones económicas resultaron muy por encima de lo que habían pensado, pero se le agregan también ahí una serie de obligaciones de inversiones que tienen. Así que en la medida en la que nosotros pudiéramos disminuir esas obligaciones a este tipo de campos me parece que ayudaríamos para que pudieran tener mejores resultados. Pero esto tiene también un sustento y es que, en ningún caso, en ningún caso vamos ante este tipo de contratistas vamos a poder hacer efectivo que la designación de un tercero independiente. Es decir, por las diferencias que se puedan dar por el tipo de campo, nunca esas diferencias van a llegar a 15, 50 o 75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 1P, 2P y 3P respectivamente, porque las dimensiones no nos van a llevar a eso.

Entonces los llevamos por un procedimiento, los estamos obligando a recorrer un procedimiento que nunca va a llegar al último supuesto que es la designación de un tercero independiente. Es decir, siempre vamos a estar consolidando cifras devaluadas por el operador. Voy a poner un ejemplo práctico. Si hubiera diferencia por ejemplo en 1P del 100% en un campo de un operador de este tamaño, seguirían al siguiente supuesto que es las reuniones de evaluación y de discusión para ver si se ponen de acuerdo. Si no se ponen de acuerdo, si continúan con esas diferencias aún del 100% de diferencias, se irían al tercer supuesto que es evaluar si estas diferencias son de 15 millones de barriles para la 1P. Y como no van a llegar a ese rango, de todos modos nosotros vamos a tener que consolidar la reserva cuantificada por el operador. Entonces el proceso en lo personal



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

me parece ocioso cuando le estamos haciendo una carga administrativa que finalmente no terminará de ser útil para la consolidación final de nuestras reservas.

No es una idea exótica. Hay países que tienen este criterio de hacer una diferenciación entre campos que sí merecen la contratación de un tercero independiente, de un certificador y que exceptúan aquellos que se considera que en el total nacional de reservas no representan un porcentaje importante. Entonces lo quiero dejar a la mesa, no sin antes – repito – reconocer que el documento llevó una dirección y tiene un resultado sin duda mucho mejor que el lineamiento que actualmente tenemos. Solamente me estoy refiriendo a este punto en lo particular.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. Digamos, estoy totalmente de acuerdo con el Comisionado Acosta en que el supuesto último de llegar a activar o no el mecanismo de revisión, este por los montos de las diferencias brutas entre el operador y el tercero pues no se activarían. Eso estoy totalmente de acuerdo. Yo lo único que tengo que decir al respecto es que evidentemente este lineamiento está pensado pues para operadores petroleros digamos en un escenario global, ¿no? No hicimos una excepción particular pensando en alguna licitación en lo específico por un lado. Y por otro, si bien no estuvieron, por desgracia no estuvieron representados en el Consejo Consultivo estos operadores petroleros de la licitación 1.3, debo decir que algunos de ellos sí se acercaron a nuestra área de reservas justamente Comisionado y curiosamente para decir lo contrario. Es decir, para señalar que ellos estarían interesados en certificar reservas. Y lo hacen por una razón muy puntual, porque en la medida en que ellos tienen certificadas sus reservas pueden hacerse pues de capital, ¿no? De dinero para poder llevar a cabo su proyecto. Insisto, yo estoy de acuerdo con lo que señala el Comisionado. No obstante el proyecto pues en efecto no contempla ninguna excepción en cuanto al tamaño digamos del operador petrolero.

Lo que yo propondría Presidente, colegas, es que el proyecto pudiera enviarse en sus términos a COFEMER y al igual que la observación que hizo el Comisionado Franco respecto de la contratación por parte de Pemex de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un tercer independiente distinto al que originalmente Pemex contrató, pues estar también muy atentos para que en su caso pudiéramos retomar los comentarios que en su caso hagan los operadores petroleros de la 1.3 pues para ver cómo atendemos esta posible inquietud, adelantando insisto que lo que hasta el día de hoy tenemos es un comentario en el sentido de que ellos estarían interesados en certificar las reservas. Pero por supuesto que estaremos pendientes de lo que pudiera suceder en el procedimiento de consulta pública Presidente, si están de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, muchas gracias. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Estando de acuerdo con la propuesta del Comisionado Pimentel, solamente quisiera nada más hacer una acotación. El hecho de que algunos de este tipo de contratistas quisieran certificarse, pues él no incluirlos en esto no les impediría (si lo quisieran hacer) poder proceder a su certificación. Digo, pero que de entrada no hubiera una obligatoriedad, porque realmente no nos va a generar ningún valor agregado. O sea, la consolidación que finalmente hacemos prácticamente es la cuantificación que hacen los operadores. Solamente de manera excepcional vamos a cuantificar aquello del tercero independiente designado por la CNH. Realmente vamos a consolidar cifras del operador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Quiero agregar un comentario. Yo sí veo un valor en que el certificador, el requisito de certificación de reservas se incluya aún para los contratistas que tienen campos de menor tamaño. Entiendo la lógica que usted apunta Comisionado Acosta que en la consolidación de las cifras no agrega, porque al final si no rebasas el umbral tengo que tomar la que presenta el contratista.

Pero la función de la CNH de revisar el cálculo de las reservas y reportar una cifra consolidada tiene el objetivo de reportar esta estadística, pero también la parte fundamental que es que nosotros al revisar la cuantificación como reguladores de este proceso conocemos y podemos tener la opinión de un tercero sobre el plan de explotación del yacimiento. Entonces esa es información muy rica que nos sirve a nosotros para saber si el yacimiento está siendo bien explotado o no, si lo estamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aprovechando al máximo. Entonces y lo hemos vivido con las certificaciones de Pemex en el pasado y conforme vamos avanzando es muy rica la información que nos dan los certificadores, no sólo para corroborar si la estimación de Pemex es correcta o no, sino para revisar el plan de producción y conocer si realmente estamos logrando el objetivo que señala la ley de maximizar el factor de recuperación. Entonces si bien usted con todo tino dice, "bueno, es que para la cuantificación no me agrega porque no voy a poder tomar el dato del tercero". De acuerdo. Pero que haya un análisis de un tercero sí me da información para conocer si el yacimiento está siendo bien explotado y poder revisar mis estimaciones y asegurarme que el yacimiento está siendo bien aprovechado y estamos maximizando el factor de recuperación.

Yo sí quisiera tener la opinión del tercero, el documento del tercero, para saber si estamos asegurando la buena explotación del yacimiento. O sea, porque yo veo este beneficio que es no sólo el reportar las cifras, sino tener toda la información sobre la buena explotación del yacimiento. Cuando las empresas nos presentan la información de la cuantificación de reservas, lo que está detrás es todo el plan de explotación. Entonces ahí y ellos, y el certificador hace una estimación y dice, "bueno, considerando el plan que tiene la empresa, pues este va a ser el perfil de producción, este va a ser el factor de recuperación esperado". Y hacen inclusive recomendaciones sobre la buena explotación. Entonces es un tercero que nos da información muy valiosa sobre la explotación de los yacimientos.

Entonces estos campos si bien de menor tamaño pues igualmente están y deben estar sujetos a la regulación de CNH para asegurar la buena explotación. Entonces coincido con usted de que en la suma de los números no nos agrega, pero sí en todo el resto que es nuestra función sustantiva de asegurar el buen aprovechamiento de los yacimientos.
Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Y ojo Presidente. Ahorita que comentabas esto, me parece importante referirme al comentario que hizo hace un momento el Comisionado Franco en el sentido de que la CNH no solamente lleva a cabo una sumatoria de cifras y eso significa consolidar el número de reservas de la nación. En el ejemplo que ponía el Comisionado Acosta de que fuera un operador petrolero de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un área contractual digamos pequeña y que hubiera una diferencia hablaba él del 100%. Que hubiera una diferencia digamos muy grande entre el operador petrolero y su tercero independiente, el tercero independiente que él contrató de origen. Incluso en ese supuesto, la CNH podría llevar a cabo la revisión de ese supuesto en específico para ver por qué o a qué obedece esa diferencia. Es decir, no necesariamente no nos impacta en la consolidación. Si la diferencia es de tal magnitud que nosotros queremos saber ¿qué pasó ahí?, en términos del lineamiento podríamos revisar esa cifra y pues digamos junto con el operador llevarla a la baja.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, coincido y hago la aclaración que es: Aquí hay dos facultades en ley en relación con la cuantificación de reservas. La ley le da a la CNH la facultad de regular la cuantificación de reservas. ¿Eso qué significa? Que las empresas petroleras deben de cuantificar observando los lineamientos que emita la CNH, observando la regulación de la CNH. ¿Por qué? Porque queremos que la cuantificación observe las mejores prácticas y nosotros de hecho estamos haciendo referencia a mejores prácticas internacionales, al Petroleum Resources Management System.

Entonces vamos al ejemplo que señala el Comisionado Pimentel. Nosotros recibimos la cuantificación de uno de estos contratistas que tiene un área, un campo de relativo menor tamaño. Efectivamente por el tamaño de las reservas no se activaría como señala el Comisionado Acosta el que un tercero revise, pero no obstante la revisión del tercero en relación con la cuantificación – como dice el Comisionado Pimentel – también nos puede levantar una bandera en nuestro análisis de que no se observó la mejor práctica en la cuantificación. Entonces no llamo al tercero como usted apunta porque para no generar mayores costos administrativos, pero sí puede ser un elemento que le permita a CNH decir, “espérame, no estás observando la metodología correcta”. Entonces tanto para la cuantificación como señala el Comisionado Pimentel, como para asegurarnos y tener la opinión de un tercero en la buena exploración del yacimiento, me parece mi opinión de que sí abona, de que sí da valor el tener la revisión del tercero. Pero como ustedes han apuntado aquí, es sano y es una obligación tener esta segunda instancia para recibir opinión de la industria, ¿no? Ya tuvimos la primera instancia que señala la ley, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comité consultivo, el Consejo Consultivo. Ahora nos vamos a la segunda instancia de consulta – en caso de que este Órgano de Gobierno así lo apruebe – en COFEMER, en donde tendremos la oportunidad de volver a escuchar a la industria y asegurarnos de que estamos viendo todos los ángulos posibles. Algún... ¿les parece? ¿Si? Entonces creo que esa es la propuesta. Ingeniero Daniel Mena y luego Comisionado Franco.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sólo quisiera complementar. Efectivamente tenemos la encomienda como parte técnica de dar transparencia y certidumbre a la cuantificación de reservas. Entonces como podrán ver los cambios que se proponen en los lineamientos tienen un enfoque a lo que se ha discutido ahorita sobre el tercero independiente. La experiencia mínima, la calidad y que deben estar en el padrón que avala la CNH. Por otro lado quiero mencionar que esos rangos que se establecieron fueron analizados con base en las prácticas internacionales. Esos 15, 50 y 75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para 1P, 2P, 3P respectivamente fueron revisados de la práctica internacional repito. Y en algunos casos encontramos que cuando ya se trata de las reservas 2P y 3P son más cautelosos y algunos países prefieren no incluirlas.

Entonces regreso al tema de que lo que queremos es ir acotando, es irle dando certidumbre a las reservas de este país. Me parece muy interesante la propuesta del Comisionado Acosta de seguir haciendo ese esfuerzo por ir acotando y teniendo una clasificación o una estimación específica en función de los campos y las empresas que están operando actualmente en el país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente, gracias. Yo creo que si se aplica un criterio en el que algunos campos por operadores que tienen volúmenes chiquitos en sus campos no deban certificar no sé si sea correcto. A mí me gusta mucho tener información de estos terceros independientes porque como bien lo anotabas Presidente da mucha más información sobre que deben actualizar su modelo estático, dinámico, que hay que tomar algunas pruebas, que hay que tirar algún pozo en una zona donde se ve algún potencial o que deben de hacer una prueba piloto D o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

R. O sea, hay mucha información técnica que se puede proporcionar con estos terceros independientes.

Sin embargo, si se deseara hacer o tomar o aplicar la recomendación que nos hace el Comisionado Acosta, yo nada más pediría que no fuera nada más estas compañías. Tendría que ser de acuerdo al campo o al volumen y eso implica que también muchos de los yacimientos o campos que tenemos con Pemex se les aplicara el mismo criterio. Es decir, piso parejo dependiendo de lo que vayamos a definir. Que no sea nada más por contratistas, que en realidad a veces no se van por el volumen de reservas, se van por la regalía o se van por otra cosa. No fue por el volumen de reserva ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Gracias por subrayar Comisionado Franco, que bueno. Es una regulación y como son las facultades de la CNH, aplican a contratistas y asignatarios – en este caso Pemex – por igual. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, claro, solo para precisar. Yo nunca mencioné que fuera destinado a L3, porque sé que jurídicamente eso no se puede. Solamente lo tomé como un ejemplo. Si se emite una regla, se emitirá una regla de carácter general, objetiva, que permita determinar (que) las características de los campos aplique y aplique de forma general a todos los que incluyan en ese supuesto. Así que esa parte pues legalmente sí es posible.

Y reitero nada más el hecho de que si bien es cierto nos da información valiosa, eso no lo desestimo, finalmente terminaremos consolidando la información del operador. O sea, independientemente sus grandes diferencias, independientemente de posibles errores que se contengan, terminaremos cuantificando/consolidando la información del operador en el último de los casos. Y también el decir que me parece que la concentración para el análisis de la forma en la que se está explotando un yacimiento, se da más bien en la fase de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción. Más que en la cuantificación de reservas aún y cuando sin dudas creo que la certificación nos puede dar elementos, aunque no es el corazón pues para analizar la buena explotación de un yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Quizá un comentario también general y es de que efectivamente hay que recordar que el proceso que se sigue para la cuantificación de reservas es un proceso totalmente evolutivo. O sea, va evolucionando año con año. Y así como se incorporan reservas, se desincorporan reservas, se reclasifican. Entonces esto va cambiando cada año y de reservas 3P pasan a 2P, pasan a 1P, que es lo deseable, pero también pueden reclasificarse de 1P a 2P a 3P, inclusive a ser recursos contingentes. Entonces digamos los caminitos pueden ser hacia la alza o hacia la baja y esto pues sí se tiene que estar contabilizando.

Y simplemente para tener los datos más o menos preciso de lo que significaría en estos campitos. Hay que mencionar que hay que ser piso parejo, pero también hay que decir que el 80% - más del 80%, 84% - de las reservas 2P voy a decir que con datos de este año, de marzo de este año, se quedó con Pemex. Pero son los mayores campos. Los campos más pequeños que son digamos los campos mucho más pequeños que es el 16% que se quedó en el Estado. Y de ese 16%, lo que se adjudicó en 1.3 fue el 10%. O sea, es decir del total de las 2P fue el 1.6%. O sea, es algo muy, muy pequeño. Si nosotros manejamos del 16% de la 2P, estaríamos hablando de 200-300 campos. O sea, estamos hablando de verdad de campitos que yo ahora sí que sí comparto un poco la preocupación del Comisionado Acosta en cuanto a que sí se tiene que pensar si se tiene que hacer la contratación de un tercero en campos cada vez más pequeños con reservas muy pequeñas, considerando de que donde vamos a ver cómo van a desarrollar el campo de la mejor manera, etc., sería cuando nos presenten el Plan de Desarrollo. E igual, o sea, cada vez se está considerado que las áreas para licitar incluyan áreas más grandes donde se consideran varios campos y áreas de exploración para que puedan estar considerando esto. Entonces, bueno, pues sí es una discusión que se puede abrir en la próxima fase y quizá en las siguientes versiones que se tenga de los lineamientos se pueda ir modificando algo de esto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin duda.
Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sin embargo, bueno, a raíz de la propuesta que nos hizo el Comisionado Pimentel de ver cómo reacciona la industria ahora que publiquemos el proyecto en COFEMER, recojamos pues esas observaciones y quizás si hay estas mismas preocupaciones pues las volvamos a discutir. Pero hasta aquí, repito, el documento es un documento bastante, bastante sólido y bien realizado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Pues yo me sumo al reconocimiento de mis colegas, al trabajo del Comisionado Sergio Pimentel. Extraordinario trabajo en el diseño de esta nueva regulación que norma la cuantificación de reservas. Mi reconocimiento al jefe de la Unidad Daniel Mena, a nuestro Director General Alejandro Mar, a nuestro abogado el doctor Rolando de Lassé, Director General de Regulación y a todo el equipo muchas gracias.

Como ya lo mencionaba, es una regulación más eficiente y que da mucha más certeza en el proceso de cuantificación. Se reducen plazos en el proceso dependiendo de los casos, que puede ser una reducción de cuatro meses en el proceso de cuantificación, de certificación de reservas y consolidación de estas cifras. Entonces es una regulación más eficiente que provee más certeza. Si este Órgano de Gobierno lo aprueba, nos vamos a la fase de la segunda fase de consulta pública, que es COFEMER. Y atentos a lo que la industria tenga que decir, en especial los operadores con campos de tamaño relativo menor. Pues bien, si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.58.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, VIII y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 43, fracción I, incisos f) y g) de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción IV, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

Asimismo, el Órgano de Gobierno instruyó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para que los citados Lineamientos sean presentados a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria y, en su oportunidad, se proceda con los trámites para su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

II.2 Opinión sobre la modificación de las Asignaciones de Petróleos Mexicanos A-0183-M-Campo Ku, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Secretaria. Traemos al Órgano de Gobierno un punto que es una solicitud de opinión técnica que nos hace la SENER para modificar el anexo 1 de los títulos de asignación de tres asignaciones, precisamente correspondientes a los que nos leyó la Secretaria Ejecutiva



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que corresponden hablando de reservas a las reservas más importantes de México, que son del campo Ku, del campo Maloob y del campo Zaap.

En realidad estas modificaciones las justifica Pemex y a su vez la SENER debido a que se han hecho últimamente los últimos años algunos estudios de modelado de yacimiento, en donde pues con la nueva información que han venido procesando se han podido delimitar de una manera más digamos de mayor exactitud con lo que se permita de esta información cada uno de estos campos y por lo tanto los yacimientos que les corresponden para que se tenga en cada asignación los yacimientos correspondientes a las formaciones que le corresponden cada una de las asignaciones. Entonces traemos este punto para que la parte técnica, que en este caso es la Unidad de Extracción, nos puedan explicar los puntos que lo maneja Pemex y que nos los manda en un oficio la SENER para que lo podamos entender. Por favor ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Con gusto Comisionada. En la siguiente lámina voy a poner rápidamente el contexto de lo que es la generalidad de los tres campos. En este caso las asignaciones – la 0183-Campo Ku, la 0203-Campo Maloob y la 0375-Campo Zaap – se encuentran ubicadas en la porción central de la Sonda de Campeche. Esto es aproximadamente a unos 130 km de Ciudad del Carmen. Las profundidades promedio oscilan de los 70 a los 130 metros perdón. La producción de estos tres campos proviene de horizontes como Calcarenitas, el Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, siendo el Cretácico el que aporta más del 90% de la producción total diaria que equivale a unos 850,000 barriles en promedio. En conjunto estas tres asignaciones aportan el 35% más o menos de la producción nacional. He ahí la importancia de estos yacimientos.

En la siguiente solamente quiero destacar tres cosas importantes. Primero el área de asignación para Ku es de 97.57 km², Maloob 80.59 km² y Zaap 50.79 km². La vigencia de estas asignaciones es 20 años contados a partir del 13 de agosto del 2014 y resalto el tipo de hidrocarburos. Para la parte del Cretácico Superior, Medio e Inferior, que es el tema que ahorita vamos a tratar de los pozos, es de 12 a 21 grados API.

¿Cómo fue la cronología del proceso? Pues en agosto, finales de agosto, SENER solicita la opinión técnica respecto a la modificación del anexo 1 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los títulos de asignaciones que acabo de mencionar. 15 días después la Comisión solicitó algunas aclaraciones e información adicional con respecto a lo que se nos había emitido precisamente para dar la opinión técnica. Y el 10 de octubre la SENER nos proporciona la información que a su vez es recibida de PEP en respuesta a la solicitud realizada. Y hasta el día de hoy que estamos presentando la opinión técnica. Me acompaña por cierto el equipo de dictámenes que realizó este análisis.

¿Cuál es la justificación de la modificación? Gracias. En primera instancia es la actualización de los modelos de caracterización de yacimientos. Están escritos secuencialmente arriba. La definición de estilos estructurales de pliegues. La reinterpretación de una falla inversa en el límite norte de campo Ku. Si pudiera con el cursor estoy mostrando que aquí estaban identificadas las fallas. Gracias. Y esa falla que está mostrando con el cursor, que es la parte de arriba, ya no la visualizan en esta actualización del modelo, en esta interpretación. Y asimismo dos fallas, que son las que están mostrando, que están consideradas como inversas, se interpretan como fallas normales producto de la de formaciones ocasionada por la falla lateral derecha durante el Mioceno. Dicho de otra manera, esas fallas ya no las visualizan y ahora solamente en la parte norte del campo Ku se muestra esta distribución, estas fallas, que ya no son inversas. Y precisamente este es el punto donde están los pozos de Zaap que ahorita les voy a mostrar con mayor detalle.

Entonces la propuesta de modificación sería del lado izquierdo y en color verde es como actualmente están los campos Maloob, Zaap y Ku en la parte de abajo y del lado derecho la propuesta. Pero permítanme mostrar primero los pozos y ahorita mostramos a cómo se verían en la siguiente lámina y recuerden estamos hablando de la parte del Cretácico.

Aquí están los pozos asociados a la modificación. Este punto que estoy mostrando aquí representaría la plataforma Zaap-Eco y es de donde salen los pozos que se muestran aquí. Este recuadro es parte de la asignación de Maloob como está actualmente y la parte de abajo en esta línea se separa el campo Ku. Pueden observar que la plataforma Zaap-Eco del campo Zaap tiene o de ahí salen los pozos Zaap-51, 42, 74, 76, 56 y 52. Sin embargo su profundidad total estaba ubicada dentro de las asignaciones como se ve ahí. Entonces se hace la revisión – puedes pasar a la siguiente – y esta es la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

propuesta precisamente identificando los pozos que mencionaba, pero ahora dentro del campo Zaap. Se hace una diferenciación entre lo que es el área del campo Ku puesto que aquí hay pozos que terminan de Ku-Maloob. De Ku, perdón. E igualmente se libera este espacio para que se pueda todo considerar dentro de la asignación 0375.

Entonces si regresamos. Ahí, gracias. Se puede ver que esta es como están actualmente y la propuesta de modificación es liberar este espacio para que los pozos se identifiquen como bien están determinados en el campo Zaap.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. En realidad, bueno, la propuesta que se hace es pues realizar la adecuación de cada una de las asignaciones de acuerdo a lo presentado por el ingeniero Mena.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada doctora Alma América Porres. ¿Colegas Comisionados? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Con la información que tienen, ¿qué pasó? El campo Zaap se ve más grande y Maloob se hizo más chiquito. ¿Eso es lo que resultó al final? ¿Y Ku también?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten, regresamos a donde están las asignaciones. En esta parte. No, en la anterior, aquí. Esto era lo que está actualmente como el cierre estructural del campo Ku. Este bajo estructural se asocia a Zaap, entonces toda esa volumetría, de hecho está documentada también al primero de 2017, y la producción es asociada a Zaap. Ese volumen sí está considerado en Zaap, lo que daría con respecto a cuando se generó en 2014 pues una diferencia positiva en este campo. Y obviamente el Maloob que empieza en esta parte, donde se están disminuyendo ese pedacito de la asignación, también forma parte de Zaap y se disminuye en el campo Maloob.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En la formación Cretácico.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- En la formación Cretácico. Toda esta modificación es principalmente como lo vimos a Cretácico.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Oigan, ¿y qué pasa si las fusionáramos las tres?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Era una de las posibles propuestas, sin embargo tanto SENER como Pemex la propuesta es manejarlo de manera independiente para las futuras digamos operaciones que ellos puedan hacer en cuando a (digamos) si en algún momento dado quisieran hacer un farmout o algún punto con estas asignaciones pues ellos estarían manejándolo de manera independiente. Entonces digamos en este momento ellos lo manejan de manera independiente, no consideraron hacerlo de manera integral. Entonces nosotros lo vimos bien por los volúmenes e inclusive creo que con esto se les da más materialidad a cada uno de los campos. ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una pregunta colegas, doctora. ¿El área total es la misma?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es la misma, sí. Lo único que se define es digamos la delimitación entre cada uno de los campos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El área, o sea, no se le está dando aquí mayor área a Pemex. Es simplemente mover las divisiones entre Maloob, Zaap y Ku. Ahora, en la propuesta y entiendo que esto atiende criterios técnicos en los respectivos campos, pero en este movimiento de áreas a ver. Por lo que yo veo así, a ver una pregunta. ¿Cuál se hace más chico y cuál se hace más grande?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos viéndolo, voy a manejar esto. Viéndolo desde el punto de vista, estoy hablando de la formación Cretácica. Viéndolo así, aquí había la falla que mencionó el maestro Mena. Estaba delimitando lo que era el campo Ku con el campo Zaap en esta parte y se vio que en realidad la falla viene un poco más abajo y por lo tanto esta área – esta – corresponde al campo Zaap. Es decir, si se perforan pozos en esta parte van a drenar a lo que es el yacimiento Zaap y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la falla es un límite entre los dos campos. Entonces por lo tanto se hace más grande Zaap en esta parte. Y lo que corresponde a la parte entre lo que es Maloob y lo que es Zaap es lo mismo, ¿no? O sea, aquí estaban los límites. Si nosotros vemos esta parte, esta parte aquí habían escaloncitos y estos escaloncitos lo que hacen es venirse un poco más acá más amplio y por lo tanto se hace más amplio Maloob en esta parte igual por delimitación de fallas, etc.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Pero también Zaap le gana espacio a Maloob o no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En esta parte se sube un poco lo que es el escaloncito.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Podríamos decir que en el neto – o sea, ya lo dijimos – el área total, la asignación total Ku-Maloob-Zaap no cambia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No cambia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, no hay aquí una modificación de asignación en el sentido de más área. Es la misma área pero se cambian las divisiones entre ellos y es correcto decir que Zaap gana espacio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gana espacio Zaap y esto ya está reportado desde inicio de este año, ¿no? O sea, ya está reportado por los volúmenes de reserva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, a ver, a eso iba. ¿Qué implicaciones tiene? Y precisamente yo a esto iba, que es: Esto seguramente tiene implicaciones en la contabilidad de reservas de Zaap y en la contabilidad de producción de los tres activos, de los tres campos. A ver, ¿cuál es la implicación sobre reservas? Porque yo creo que a lo mejor por ahí va a lo mejor la modificación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Los pozos que se están perforado por ejemplo... Estos ya están perforados, estos dos. Estos también y este. Solamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

están pendiente estos dos. Pero ya desde su conceptualización la producción de esos pozos ya está divisada en Zaap.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En Zaap. La contabilidad de la producción de esos pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De esos pozos. Entonces digamos estamos haciendo esa regularización en cuanto a campos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces insisto, entiendo y así lo analizaron ustedes colegas esto tiene sustento en la configuración de los yacimientos. Pero ya sobre las estadísticas la implicación es que vamos a ver a Zaap con la producción de estos pozos y también tendrá una implicación sobre las reservas de Zaap a la alza versus obviamente en contramedida de lo que ocurre en los otros dos campos, ¿no? Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Con este dibujo, esto es como estaba, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es como estaba.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, pareciera que los pozos de Zaap estaban extrayendo producción de Maloob y de Ku cuando en la realidad no es así. Por la interpretación técnica que se tiene, se ve que sí son de Zaap y lo que necesitamos es ajustar las superficies de esos campos porque estos pozos ya vienen produciendo de Zaap desde hace mucho tiempo, pero en el papel en la asignación pareciera que están sacando de otro campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. O sea, la realidad es de que estos son los últimos pozos que se han venido perforando y ahora que vinieron a pedir la autorización para estos pozos se mencionó que dentro la parte de Zaap pues estaban en otra asignación y se les recomendó hacer una modificación para que cada uno de los pozos estuviera dentro de su asignación, ¿no? Y dentro de su yacimiento efectivamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y ese?

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y ese cuadrito por qué
queda ahí de Ku? ¿Por qué entra ahí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.-
La explicación es que hay un pozo, que es el Ku-10. La PT termina en
Cretácico, pero no es productor en el Cretácico, es en el Eoceno. Es en un
horizonte superior. Al final, si no se quitara o se pone ese cuadrito
estaríamos no regularizando en su totalidad los pozos porque tendríamos
un pozo que nace en concepción de la asignación Ku y terminaría en otra
asignación, en este caso Zaap. Pero no es productor en Cretácico, es en
Eoceno. Y el Eoceno ya está dentro de la asignación, está antes de la falla.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Independientemente se
le está haciendo el comentario, exactamente lo que acaba de decir
Comisionado Franco es de que esta área habría la posibilidad de acuerdo a
la configuración que se tiene de que en el Cretácico – por eso hemos
manejado en el Cretácico – podría ser también de Zaap. Y en la parte de
Mioceno, o sea la parte Terciaria, podría ser de Ku. Entonces aquí ya se
tendría que manejar en otra dimensión, en tres dimensiones, para que en
cada uno de los puntos estuviera su pedazo para cada una de las
asignaciones. Entonces bueno, por lo tanto se le dejó así pero se les está
haciendo el comentario de que podría haber la posibilidad de que esta área
en Cretácico podría manejarse para Zaap y eso está dentro de la resolución
que ustedes tienen.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es que por eso yo decía
hace rato: “¿Y por qué no se integran todas?” Porque al final todos los
horizontes productores van a estar traslapados. O sea, la geología no va a
decir, “ah, es que aquí me delimitó la CNH y la SENER el área de este campo
por los shape 5, cuando la geología estamos viendo que sale más
información y está traslapada”. La materialidad la da ahorita cada uno de
esos campos, pero en unos años que quieran hacer farmout la materialidad
la va a dar el conjunto. Sobre todo de que tienen puntos de medición en
común, mucha infraestructura que comparten. O sea, yo sé que Pemex no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la pidió o eso me comentan, pero talvez valdría desde el punto de vista técnico que la SENER analizara esta fusión de las tres. Digo, ya nos han hecho solicitudes de opinión sobre la fusión de diversas asignaciones petroleras y esta por el tema de que este cuadrito trae un pozo en el Eoceno y al rato salimos con otro cuadrito pues yo creo que pudieran analizarlo. No estaría de más que como Comisión le hiciéramos la sugerencia y bueno, al final es una sugerencia. No es una obligación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La sugerencia de integrar todo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Claro, esas tres.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esas tres, digo, es la misma área.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que hay argumentos. Tienen puntos de medición parecidos o es el mismo. Tienen infraestructura que comparten, tienen todo un tema administrativo. Aunque también desde el punto de vista de administración de asignaciones y contratos sí deberíamos de tener cuidado que si se fusionan estas tres nos den información a nivel campo/yacimiento para que sí le podamos llevar un buen seguimiento a las asignaciones petroleras. O sea, tiene sus pro y contra, pero fusionar y opinar no le veo problema. Hay creo que elementos como para poderlo opinar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada ponente, ¿usted qué opina de la recomendación del Comisionado?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad la recomendación que ya viene en la resolución, en la opinión, tiene que ver con precisamente lo que comentó al principio el Comisionado Franco, que en la parte Cretácica podría involucrar esta área, este cuadrito que mencionábamos. Podría ser de Zaap para que hubiera una buena delimitación, ¿no? La recomendación digamos podría ser – si el Órgano de Gobierno lo aprueba – manejar esta opinión favorable con la recomendación del Órgano de Gobierno de analizar la conveniencia de una integración. Creo que no habría (ningún problema).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien colegas? ¿Si? Que incluyamos. Entiendo la ponencia viene en sentido favorable. Podemos agregar, como recomienda el Comisionado Franco y la Comisionada Alma América, evaluar la conveniencia de integrarlo todo, ¿no?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- De hecho así se conoce como Ku-Maloob-Zaap. Creo que difícilmente...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De hecho así es el activo, ¿no? Así se conoce a todo esto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es un completo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Podemos decirle Kuz, ya también es otro tema. Pero ya Kuz es demasiado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pues lo podemos agregar si lo ven bien. ¿Algún otro comentario colegas?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Yo tengo una pregunta.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- ¿Los Planes de Desarrollo se verían modificados o no?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No tienen afectación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- También viene en la resolución. Inclusive venía en la lámina.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En la última lámina, pero no la leí.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ah, perdón, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, perdón.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- El análisis arrojó que la modificación de las asignaciones en relación no representa afectación alguna al cumplimiento de los Planes de Desarrollos asociados a dichas asignaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, la única implicación que vamos a ver por lo pronto es el cambio en la estadística de reservas y producción entre estos tres campos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y que realmente las reservas también ya...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya se reportaron.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.-...cuantificadas en Zaap. O sea, el volumen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Lo que presentaron, lo que están presentando para el próximo año o a cuál es?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- El primero de enero lo presentaron y en lo que ya se aprobó ya está contemplando estos pozos y esta área del lado de Zaap.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Del lado de Maloob. De Zaap, perdón. Ok, entonces no veríamos de momento un brinco en la estadística tampoco. A lo mejor sí en producción.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ya también se contabiliza esta producción también a Zaap.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La producción que pueda arrojar los nuevos pozos desde luego sí, Claro que sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y las reservas que puedan detonar los nuevos pozos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ah, eso sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Bueno, pues muy bien. Haremos un análisis estadístico de que implicación tiene esto. Muy bien, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva por favor.

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

ACUERDO CNH.E.58.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y con base en el documento de análisis presentado, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía sobre la modificación de las Asignaciones de Petróleos Mexicanos A-0183-M-Campo Ku, A-0203-M-Campo Maloob y A-0375-M-Campo Zaap.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:47 horas del día 14 de noviembre de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Octava Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 America Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva