



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

PRIMERA SESIÓN ORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:14 horas del día 27 de enero del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Primera Sesión Ordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0034/2017, de fecha 23 de enero 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 Resolución relativa al procedimiento específico de revisión de las estimaciones de Reservas 2P y 3P del Campo Akal, instruido mediante resolución CNH.05.001/16 de fecha 31 de mayo de 2016, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2016.
- II.2 Registro de contabilidad y expedición de comprobantes fiscales relacionados con la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción.
- II.3 Programa Regulatorio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2017-2018.
- II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informes sobre los avances de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1, la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y la licitación CNH-A1-Trion/2016.
- III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas previamente.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

V.- Asuntos generales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución relativa al procedimiento específico de revisión de las estimaciones de Reservas 2P y 3P del Campo Akal, instruido mediante resolución CNH.05.001/16 de fecha 31 de mayo de 2016, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2016.

OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su carácter 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.-
Comisionado Acosta, adelante por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, pues, una de las atribuciones más importantes que tiene la CNH es la consolidación nacional de las reservas de hidrocarburos del país.

Esta atribución está establecida en el artículo 43, fracción segunda, inciso b, de la Ley de Hidrocarburos. Como ustedes recordaran, el año pasado hicimos la consolidación correspondiente a las reservas 1P, quedando pendiente las reservas 2P y 3P. Nuestros lineamientos de reservas, de cuantificación y certificación de reservas, establecen un proceso a través del cual hay una obligación por parte de los operadores de hacer una primera cuantificación de las reservas que tienen en los campos que están contenidos ya sea en sus asignaciones o en sus contratos. En forma posterior, esa cuantificación tiene que llevar aparejado un ejercicio de certificación por parte de un tercero independiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con mucha frecuencia estas cifras tanto del operador como del certificador tienen discrepancias porque derivan de una interpretación de la información geológica que se les está presentando.

Estas diferencias tienen un tratamiento que está resuelto en nuestros lineamientos y que consiste en que cuando las diferencias entre la cuantificación que hace el operador y la certificación del tercero independiente es superior a un 20% se aplica un segundo criterio.

El segundo criterio consiste en que si esas diferencias, que son mayores que el 20%, a la vez representa una diferencia mayor de un 5% del total de las reservas de campos que se le están cuantificando al operador petrolero, entonces se inicia una revisión específica para analizar cuáles son las razones de estas diferencias.

En el primer supuesto, si no existen diferencias mayores a estos dos umbrales, se toma como referencia la cantidad establecida por el operador.

Sin embargo, el año pasado que debimos de haber emitido la consolidación de las reservas referidas a 2P y 3P nos encontramos con el supuesto de que uno de los campos que se presentó por parte de PEMEX y que es el campo Akal caía en los dos supuestos. Es decir, las diferencias de cifras entre la cuantificación del operador y la certificación del tercero independiente implicaban una diferencia mayor al 20%. Esa diferencia del 20% implicaba a la vez – como lo podemos ver en pantalla – en el caso de la cuantificación de aceite representaba un 5.5% del total de las reservas a certificar de 2P a cuantificar y un 6.6% relacionadas con las 3P.

La decisión que tomamos el 31 de mayo del año pasado es no hacer una consolidación nacional de reservas en razón de que nos faltaba determinar esas diferencias de Akal. Es decir, no pudimos cerrar las diferencias. Y en la resolución se estableció iniciar un procedimiento específico de revisión especialmente para Akal dada la importancia por su volumen de reserva que contienen algo así como más del 10% de las reservas totales del país tanto como en 2P como en 3P.

En razón de esto, y visto el procedimiento establecido en el artículo 25, la unidad de extracción inició esta serie de reuniones para efecto de conocer



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las razones por las que no coincidían las cifras entre el operador y el certificador. El propósito de esta reunión en primer lugar es – como ya lo hicimos – conocer los antecedentes, luego saber cuál fue el resultado del procedimiento de revisión específica para posteriormente ver si estamos en posibilidades ya de hacer la consolidación de cifras nacionales en estas dos categorías de reservas. Entonces me permitiría en principio pedirle al Director General de Reservas, el ingeniero Alejandro Mar, si nos puede dar a conocer el resultado de este proceso de revisión específica que se hizo al campo Akal.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Muchas gracias,
Comisionada, Comisionados. Les vamos a platicar cuales fueron las actividades que llevamos a cabo durante este procedimiento de revisión específica a fin de evaluar esas diferencias entre el operador petrolero, que en este caso es PEMEX, y también el certificador que reviso estas reservas. El procedimiento es muy sencillo.

Prácticamente lo que se hizo fue tener una reunión inicial. Establecimos un plan de trabajo a fin de que se pudieran empezar a evaluar estas consideraciones o cual era lo que generaba las diferencias de las estimaciones entre uno y otro. El proceso como tal permite también aportar evidencias que no fueron en su momento revisadas tanto por el operador petrolero o el certificador, a fin de poder conciliar estas diferencias.

Por parte de la Comisión tuvo una visita de trabajo directamente a las instalaciones del operador, en donde empezamos a revisar la información y el origen y todas las consideraciones sobre la información que fue presentada tanto uno como del otro y le dimos un seguimiento al desarrollo de estos trabajos durante cierto tiempo.

Posteriormente, una vez que ellos prácticamente ya tenían una cifra prácticamente definida, vinieron directamente a la Comisión a una comparecencia como lo establece el procedimiento en donde se explicó cuáles eran las consideraciones tanto de uno como el otro a fin de que quedara más claro cuál fue el origen de estas diferencias y como quedaban solventadas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Finalmente, ellos para concluir este proceso por parte del operador y el tercero independiente, nos hicieron la entrega ya de los reportes actualizados de las reservas de Akal a fin de que la Comisión ya dentro de su proceso pudiera concluir con la determinación de estas cifras y posteriormente dar la consolidación nacional de las 2P y 3P que había quedado de manera parcial. La siguiente por favor.

Prácticamente las diferencias se concentran en tres aspectos. Primero que nada tenemos que el certificador al revisar la información que proporcionó el operador, sobre todo en el proceso de doble desplazamiento que es asociado a las reservas 2P, tuvo un ajuste a sus estimaciones como tal, lo cual permitió dar un mayor reconocimiento a las reservas que ya había estimado.

Y posteriormente, para lo que es el proceso de las reservas asociadas a los métodos de recuperación mejorada, este método se tiene planteado que va prácticamente a recuperar reservas de tipo o de categoría 3P.

En este proceso prácticamente el operador adicionó una prueba piloto que llevó a cabo, la cual no había revisado el certificador, y debido a los resultados el certificador le ve el beneficio de la aplicación de esta prueba. De hecho, esto permitió que le diera un poquito de reconocimiento de reservas – no en su totalidad – debido a que necesitan madurar mucho más el proyecto. Sin embargo él ya hace el reconocimiento de que la tecnología a la hora de la aplicación dio buenos resultados.

Y finalmente por su parte PEMEX tuvo que hacer un ajuste a la reevaluación de esta metodología a fin de volver a cuantificar y estimar estas reservas, cambiando un poquito el alcance y las inversiones de la misma. Entonces, internamente lo que hizo el operador fue dividir en etapas este proyecto a fin de irlo madurando poco a poco para tener mayor certidumbre sobre las reservas que se van estimando asociadas a este tipo de proyectos. La siguiente por favor.

Ya de manera puntual tenemos aquí el cierre de las diferencias del campo Akal como tal. Entonces, antes de la revisión para las reservas que estaban asociadas a este método, que es el doble desplazamiento, el certificador veía distribuido el beneficio de este proceso en dos categorías, una parte



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se la daba a 2P y otra parte a la 3P. Y PEMEX ve todo el beneficio dentro de la categoría 2P. Posteriormente ya en la revisión como se vio el certificador tuvo un ajuste, una reevaluación a estas cifras, y tuvo un incremento en el beneficio del doble desplazamiento como tal a fin de que estas diferencias se fueran cerrando.

A su vez, en la parte de las reservas 3P como vemos, el operador primero ve todo el beneficio de estas reservas o el reconocimiento en la categoría 3P e inicialmente el certificador no daba ningún barril asociado a este tipo de metodología. Ya con la revisión y los resultados de la prueba piloto, él pudo reconocer esos beneficios y adicional algunos barriles al proceso de recuperación mejorada (el EOR) en la categoría 3P.

Finalmente, ya al hacer el ajuste de las diferencias como tal, observamos que anteriormente – como comentaba el Comisionado – a la aplicación de los criterios de la regulación observábamos que el segundo criterio sobrepasaba el 5% de diferencias.

El hacer ya la aplicación de los criterios como tal observamos que todavía en el primer criterio existe una diferencia mayor al 20%. Sin embargo, ya en la aplicación del segundo criterio para evaluar el impacto de estas diferencias, observamos que ya para el caso del aceite están dentro del 5%. En otras palabras, esa diferencia se redujo. Todavía van a continuar trabajando en las mismas diferencias, pero esto nos permite ya prácticamente cerrar lo que es las cifras del campo Akal cumpliendo con los criterios establecidos por la regulación.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. Hasta aquí es el resultado de la revisión específica que se hizo al campo Akal. Antes de pasar a las cifras de consolidación, Presidente yo quisiera poner a consideración si hay alguna pregunta para el área técnica hasta esta parte de este procedimiento.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Más que pregunta yo quisiera una precisión. Las pruebas de doble desplazamiento que se hicieron es una prueba piloto. ¿Esas pruebas en que año se hicieron?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, las pruebas arrancaron en el mes de diciembre, fue donde se empezó a implementar la prueba piloto como tal. Se corrió más o menos alrededor de un mes y posterior a eso ya se evaluaron los resultados de la misma.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Posterior en que año?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Eso ya fue a principios del 2016 en enero. En enero ya se tenían los resultados de la prueba piloto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí va mi precisión. El punto aquí es: El cierre de los datos que se tienen que considerar para este tipo de análisis debe ser un cierre anual. Mi punto es: Las pruebas piloto a pesar de que se hicieron en diciembre del 2015, el análisis se hizo hasta enero de 2016, por lo tanto quizá en este caso se estén considerando datos que se tendrían que estar manejando para la siguiente certificación. Mi punto es: Quizá la precisión no está hecha a nivel de los lineamientos de que fecha a que fecha o en donde está la imprecisión.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, le comento un poquito.

El proceso como tal habla de tener información adicional o evidencia a fin de que se puede ir solventando poco a poco el cierre o la consolidación de las mismas.

Es verdad que la prueba se efectuó prácticamente en el cierre del año de 2015, en diciembre, y por el mismo efecto de tomar ya los resultados el certificador como tal no pudo evaluar prácticamente los resultados. Él tenía el conocimiento de la prueba pero no los pudo revisar en su momento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El proceso tiene una excepción en esto en cuanto a que a fin de que podamos nosotros en algún momento conciliar o llegar a tener ese cierre de estas diferencias se revisó esta información como tal en el entendido de que prácticamente iba a clarificar que estas diferencias prácticamente se generaron porque ya en los tiempos de ejecución o del reporte de reservas como tal, él no tuvo la información disponible en su tiempo. Sin embargo el proceso como tal permite esa excepción de que se aporten estas evidencias adicionales a fin de tener más certidumbre sobre las reservas.

Ahora, ya en los siguientes años o las nuevas reservas que van a llegar para el 2017 en el siguiente proceso se van a tomar como base. Pero adicional a eso ellos seguramente ya traen más avances o más revisiones de toda esta información que se presenta en su momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que hay una pregunta. Comisionado Franco, ¿no? Pero volviendo a la pregunta de la Comisionada, para resolver esta discrepancia que observamos, estamos revisando los datos de reservas del ejercicio anterior. Las que corresponden a este ejercicio llegarán, las estaremos revisando, hasta marzo. Estamos resolviendo una discrepancia de hace un año. Y regresando al punto de la doctora Alma América, la información tiene que ser la correspondiente a ese ejercicio anterior, al que culminó el 31 de diciembre de 2015. ¿Sí? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si bien aquí hay una parte de explicación técnica, meramente técnica, hay también una parte jurídica que es un concepto que se llama de elementos supervenientes. Estos elementos los pudiéramos explicar que PEMEX hizo una serie de cálculos considerándolos de manera teórica con pruebas menores a las que el certificador consideraba pertinentes. Cuando se hacen estas pruebas en campo en una forma más ampliada y son positivas en los mismos términos o prácticamente en términos que había considerado PEMEX, el certificador las considera como procedentes

Y por la misma razón, aunque son posteriores, tienen que ver con la certificación y con la cuantificación de reservas de 2016. Pruebas que se hicieron en 2016 pero que corresponden a una cantidad de reservas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2015. O sea, es un concepto que en términos legales es procedente para efecto de aplicar a este criterio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo que estoy entendiendo Comisionado es, y yo creo que aquí está la clave, por supuesto si hay información superviniente es adecuado, siempre y cuando corresponda al Estado del yacimiento hasta el 31 de diciembre de 2015, que entiendo por lo que dices Director es el caso porque son pruebas que se realizaron al yacimiento, para la cuantificación de reservas del yacimiento, del ejercicio 2015.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aunque se hayan presentado en enero de 2016.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo lo diría también de la siguiente forma. PEMEX consideró como probables estas técnicas y las consideró como tanto como reservas extraíbles. Cuando hacen las pruebas en una fecha posterior, la prueba confirma lo que PEMEX había calculado. Y lo que hace el certificador es acreditarle esas reservas en la medida que considera que pueden ser exitosas el propio certificador.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí. Esto lo hacen posterior porque, por el tema de las diferencias de este segundo criterio. Como prevalecían las mismas, se tomó como adicional esta información a fin de poderles dar un poquito de certidumbre a las cifras estimadas. Es verdad que prácticamente la prueba arrancó al final de 2015, sin embargo como tal a la hora que nos van reportando las cifras se toma como base esta información como una evidencia adicional para poder reducir la diferencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa es información sobre el estado de las reservas en 2015, aunque se presenta en 2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Aunque se presenta en
2016.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es
información superviniente pero que corresponde al periodo de 2015 que
es el que se está aquí revisando por una diferencia que quedó pendiente.
Muy bien. ¿Algún otro comentario técnico? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No tanto técnico Presidente,
quizá técnico-jurídico. El artículo 23 de los lineamientos es me parece el
supuesto que se está aquí comentando. Dice que si de la revisión realizada
por la Comisión conforme al artículo anterior se identifican diferencias en
las estimaciones de reserva realizadas por el operador petrolero y las
certificadas por el tercero independiente mayores al 10% de la categoría
1P y mayores al 20% las categorías 2P y 3P la Comisión realizará
comparecencias con el operador petrolero y el tercero independiente. Es
decir, es claramente el supuesto en el que estamos.

Se rebasó el primer criterio de diferencias del 10% en 1P y 20% en 2P y 3P
y también se rebasó el segundo criterio del 5% si tomas en cuenta las
reservas correspondientes a los campos certificados en el año de
evaluación por el operador petrolero.

Cuando te colocas en ese supuesto lo que dicen los lineamientos es que
habrá unas comparecencias y la fracción octava de ese artículo 23 dice:
"Acuden a audiencias o comparecencias con la Comisión a fin de que
aporten evidencias o información técnica o científica adicional que no haya
sido objeto de revisión durante el procedimiento anual de cuantificación y
el ciclo de certificación de reservas de la nación que permitan resolver o
explicar esas diferencias".

Digamos, yo creo que lo que - y ya como una opinión -, yo creo que cuando
está clara que existe estas diferencia de más del 5% en el segundo criterio,
yo creo que el ánimo, el espíritu del lineamiento es: Pues sí, apórtame
información adicional, incluso más allá de la que pude haber revisado en el
año de evaluación pues porque claramente lo que se busca es acercar esa
cifra. Yo creo que es perfectamente válido. Entiendo pues la duda, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inquietud de la doctora. Yo creo que si se puede entender en términos de los lineamientos que rigen la materia, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Doctor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Colegas, creo que es importante hacer la clarificación de que en la CNH tenemos dos procesos.

El primer proceso donde evaluamos las reservas 1P. Esas reservas 1P fueron evaluadas en su momento y no tuvieron problema de diferencias.

Estamos hablando ahora de las reservas 2P y 3P. La 1P es la reserva probada, la 2P una reserva probable, la 3P una reserva posible. Los porcentajes de existencia, de probabilidad de existencia, de 1P es 90%, pues son probadas. 2P 50% y 3P 10% la probabilidad de la existencia de esos volúmenes de reservas. Entonces creo que es muy importante el que también se clarifique porque ahorita en la lectura del Comisionado Pimentel se habla de diferentes criterios.

Por ejemplo para el criterio 1P no se da 20%, se da 10%, ¿porque? Son las reservas que realmente sustentan la producción. Las reservas 2P el criterio cambia, es el 20%, se duplica casi ese intervalo. Y en el tiempo las reservas van cambiando de posición los volúmenes.

En un momento reservas 2P pueden convertirse en 1P, 3P en 2P, o en algún momento por cambios en los precios del petróleo o encarecimiento de cuestiones tecnológicas pues también dejan de existir. O sea, son cuestiones que tienen que ver con la geología de los yacimientos, con la tecnología, con los precios, es todo un conjunto de factores que se van dando en el tiempo.

Pero bueno, entonces clarificando estamos hablando de las reservas 2P, 3P; que esas fueron las que no tuvieron en el periodo del año 2016 los criterios, no pasaron los criterios. Pero creo que es importante – y ya se ha dicho varias veces – que estamos hablando de ejercicio 2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En 2016 se revisa el ejercicio 2015. En 2017 en los próximos meses Comisionado Presidente inicia en marzo, vamos a revisar 1P que corresponde a 2016. Y más adelante, me parece que son 3 meses después, vemos reservas 2P y 3P. Ese es el procedimiento como lo hacemos al interior de la CNH y así está especificado en los lineamientos. Gracias Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Entonces, cerrado pues y tomado de conocimiento el procedimiento de revisión específica de Akal, estamos en condiciones de hacer la consolidación nacional de reservas 2P y 3P que a su vez tienen tres rubros cada uno.

Uno, la cuantificación en aceite, otra en gas y la tercera en petróleo crudo equivalente. Vamos a dar a conocer las cifras de consolidación nacional de reservas, que las tienen en la pantalla, pediría que las puedan poner para transmisión. En la categoría 2P en cuanto al aceite se concluye una consolidación nacional de 13,272.7 millones de barriles en aceite. En gas 22,026.3 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y en la equivalencia de ambas cifras serían 17,792.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Y En cuanto a las reservas 3P y que tienen especial importancia porque al fin y al cabo son las reservas totales de la nación. Las reservas totales de la nación 3P incluyen la 1P y la 2P, por eso es la cifra quizá más importante.

En cuando al aceite son 19,454.6 millones de barriles, de gas serían 32,567.9 miles de millones de pies cúbicos y petróleo crudo equivalente 26,140.3 millones de barriles.

Estas cifras por si mismas nos dicen poco si no hacemos una referencia de diferenciación en cuanto a las cifras de reservas de años anteriores y por eso presentamos esta tabla donde nos habla de la evolución que se ha tenido en las reservas 3P que incluyen – como decía yo – las reservas 1P y 2P. La cifra más importante a la que podemos hacer referencia es la relacionada con 2015. Y en relación con 2015 en cuanto a reservas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aceite, en 2015 se tuvieron 25.8 mil millones de barriles de aceite contra 19.5 miles de millones de barriles en 2016, que es la cifra que estamos dando. Esto significa una reducción de -24.7%.

En cuanto a reservas de gas también tenemos un histórico desde 2008 y la cifra correspondiente a 2015 es de 54.9 billones de pies cúbicos de gas contra la cifra que acabamos de dar a conocer, que es de 32.6 billones de pies cúbicos de gas, lo que implica una reducción de -40.7% en nuestras reservas de gas nacionales.

En la cifra que incluye tanto el aceite como el gas y que se le denomina petróleo crudo equivalente aparece también aquí el histórico desde el 2008 y la cifra comparativa con el año pasado. El año pasado tuvimos 37.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente contra 26.1 miles de millones de petróleo crudo equivalente, lo que nos lleva a una reducción de -30.1%.

Ahora, he considerado conveniente que el área técnica nos dé a conocer los factores que influyeron para efectos de esta importante caída. Entonces, le pediría nuevamente a nuestro Director General de Reservas si nos hace un análisis, una exposición, de estos factores que influyeron en esta caída.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más un comentario. Quisiera aclarar en las gráficas las fechas. Las fechas son un poco confusas. Yo creo que pudiera ser más claro donde dice 2016. Yo entiendo que esta es la convención, ¿no? Pero realmente donde dice 2016 es 2015 y donde dice 2015 es realmente 2014. Porque es la evaluación de las reservas de 2015 que se reportan al día siguiente del término del año.

Entonces realmente donde dice 2016 es 2015 y donde dice 2015 es 2014. Entonces estas caídas que estamos viendo son realmente de las reservas de 2014 a 2015 que se reportaron al día siguiente que se terminó el 2015, ¿no? Pero hago la aclaración porque quien ve esta grafica puede pensar, "ah, cai, es que las reservas de 2016 y como acaba de terminar 2016 es de tanto". No, son las de 2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y hay que ver el letrero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, el letrero de arriba lo aclara pero puede ser un poquito confuso.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y, bueno, quizás la aclaración es pertinente en razón de que recordemos que el proceso quedó detenido por esa diferencia que se detectó en el Campo Akal, un campo muy importante para efectos de reservas y producción. Pero efectivamente, estamos hablando de reservas al primero de enero de 2016. Y se reportan así, digo, porque es la práctica internacional. O sea, esta es la práctica internacional de reportar al primero de enero del año correspondiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Del año siguiente. Bien. Entonces tener presente eso, son las reservas que se reportan al primero de enero, pero son las reservas de 2015 las que estamos resolviendo, esa diferencia que quedó en 2P y 3P. Bien. Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Muchas gracias. Bueno, haciendo la aclaración un poquito de las fechas, vamos a ver en la siguiente lámina que fue el origen prácticamente de las diferencias. Prácticamente el origen de las diferencias fue que se hizo revisión de los campos y algunos de ellos pues presentaron algunas disminuciones en lo que fue sus estimaciones. Le das a la siguiente por favor.

Prácticamente las diferencias se generaron en los campos asociados a Chicontepec en la región norte como tal con una variación prácticamente de un impacto de 43%. También existen algunos campos que pertenecen a la región sur, que en Samaria-Luna principalmente este campo ya también presentó algunas cuestiones a nivel de yacimiento en su comportamiento que no permitieron una... perdón, que la variación que tuvo en efecto dio una reducción significativa también a las reservas en esta región. Y el campo que revisamos anteriormente, que es Akal, al tener el ajuste PEMEX sobre la estimación de estas reservas, tuvo un impacto del 14% respecto al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comparativo entre las reservas al primero de enero de 2016 y 2015. La siguiente por favor.

Para el caso de las reservas 3P observamos que también estas revisiones prácticamente se presentan sobre los mismos campos ya mencionados teniendo un efecto un poquito mayor. También asociado a lo que comentaba por aquí el Comisionado Néstor, que estas reservas tienen mayor incertidumbre de ser recuperadas. Le das a la que sigue por favor.

Aquí observamos que prácticamente ese efecto se ve más asociado a los campos de Chicontepec, que es prácticamente la variación del 56%, y también ya a nivel de 3P existe un efecto en algunos campos que fueron de aguas profundas. ¿Si? Y prácticamente la variación se refiere a un 15% de esta disminución. La que sigue por favor.

De manera resumida tenemos que prácticamente estas variaciones las originaron las aguas profundas. Esto realmente fue un efecto de precios. Esto no permitió que esas reservas fueran consideradas en la cuantificación que se llevó a cabo. Sin embargo estos volúmenes, con un cambio de premisas o una reevaluación de la rentabilidad, pueden ser nuevamente sumadas en los siguientes procesos a la cuantificación nacional.

Posteriormente tenemos que en el caso de Chicontepec pues básicamente la disminución se debió un poquito al desarrollo, también al efecto de los precios de la reserva, así como una reducción un poquito a los pozos que fueron perforando y los que tenían programado en un futuro que adicionan a este volumen de recuperables a las reservas como tal.

Y posteriormente tenemos el área en la región sur. Les comentaba principalmente se debe a estos campos mencionados en donde ya los yacimientos como tal son muy maduros.

Algunos ya presentan algunas producciones de aguas o fluidos que se le inyectan al yacimiento, a fin de que no permite recuperar todos esos volúmenes que se tenían estimados. Y finalmente lo que platicamos del Campo Akal, que ya fue resuelto, tenemos que esta reducción un poquito a la implementación y al retraso de este proceso que tienen ellos de doble desplazamiento para las reservas 2P y a la reevaluación del proceso de EOR



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la categoría 3P. También se hizo una reevaluación y redujo un poco las reservas asociadas a este proyecto. Gracias.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo quisiera agregar un elemento adicional que considero directamente impactado en los descubrimientos que veíamos pues que son muy poco significativos. Y son los datos de exploración de pozos exploratorios que se han venido realizando por parte de PEMEX. Del año 2000 al año 2015, 2016 porque todavía la cifra no ha sido cerrada, se tiene un promedio de 53 pozos perforador por año. 53 pozos, siendo el 2004 el año en el que más pozos se perforaron en este histórico desde el año 2000, con 104 pozos.

Sin embargo, desde 2011 – 2010 de hecho – se ha visto una prácticamente dramática caída en las actividades de perforación de pozos por parte de la paraestatal, de la entonces paraestatal. 2010 con 41 pozos, 2011 con 32, 2012 con 37, 2013 con 40. Y bueno, 2014 y 2015 fue una caída muy, muy importante en la actividad exploratoria que es la que nos permite determinar la existencia de reservas y la incorporación consecuencial. En 2014 se perforaron solo 22 pozos y en 2015 se perforaron 24 pozos. Sin duda esto impacta en la falta de incorporación de nuevas reservas.

En estas condiciones ponemos a su consideración las cifras que ya se mencionaron con anterioridad para efecto de ejercer la atribución que tenemos de hacer la consolidación nacional de reservas 2P y 3P del año (efectivamente) 2016, considerando la fecha primero de enero 2016, que realmente son reservas 2015. Pero bueno, esta es la dinámica que traemos, las cifras sin embargo no cambian. Y está a su consideración.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Presidente. Yo quiero platicar o profundizar un poco más sobre las explicaciones de esa reducción que aparentemente se ve muy grande de las reservas de hidrocarburos. O sea, ya el Comisionado Néstor platicaba este tema de la variación de las reservas que puede ser por precio, por condiciones, por inversiones, etc. Pero por ejemplo ahí los de aguas profundas hay que dejar bien clarito que son aguas profundas pero que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descubrieron gas, una zona de gas. No son digamos campos que fueron descubiertos y que tienen aceite y que no les hemos hecho nada. O sea, son gas y el precio del gas es muy bajo, se hace marginal ahorita con los precios de venta de los hidrocarburos. Ahí desapareció una cantidad. Digamos, desapareció en reservas pero el volumen todavía existe. Si cambian las condiciones, se tiene una mejor tecnología, una mejor manera de explotarlos, pues podemos convertir a reservas. Ahí hay un reto tecnológico para los operadores.

La que si me gustaría un poquito que se profundizara es Chicontepec, o sea, es mucho la variación. Y también lo que comentaba el ingeniero Mar sobre que hubo variaciones en el comportamiento de algunos yacimientos de la región sur. O sea, para no dejarlo así, ¿qué fue lo que paso? ¿Qué esperábamos? Un perfil de producción, se empezaron a explotar los campos, o los pozos, y de alguna manera se vinieron fluidos que no queríamos que vinieran, también hubo algún efecto en el precio. En el caso de Chicontepec que fue lo que paso también.

Sabemos que a nivel mundial bajó el precio de los hidrocarburos, hizo que todas las empresas se reestructuraran, hizo que todas esas empresas vieran a donde se destinaran sus inversiones, vieron a lo mejor proyectos no muy rentables en los cuales redujeron la actividad. Y uno de los criterios de la PRMS para considerar reserva es que se vea que se está haciendo actividad en esa zona. Y ahorita por las condiciones internacionales las empresas petroleras están decidiendo en donde poner sus recursos.

Entonces, yo lo que quiero dejar si muy claro, aparte de lo que pueda profundizar ahorita el ingeniero Alejandro Mar respecto al comportamiento de los yacimientos de la región sur y a que pasó en Chicontepec, es que ese volumen de hidrocarburos todavía sigue ahí en el subsuelo.

No hay variaciones en el volumen, hay variaciones en el volumen que se puede recuperar bajo las condiciones de precios y bajo las condiciones de tecnología que existen en este momento. Pero sí que nos deje un poquito más claro para no espantarnos que el crudo está desapareciendo, el crudo sigue ahí, el aceite sigue ahí, pero sí que nos diga ahorita que fenómenos están pasando cuando ya estamos extrayendo esto, cuando lo estamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comercializando, para dejar un poco más claro que es lo que está pasando con estas cifras de reservas.

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

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, efectivamente. Las reservas se afectan de varios factores. Uno de ellos – como ya se comentaba – es esta cuestión técnica, una cuestión también de desarrollo como tal, como se van efectuando, llevando a cabo el desarrollo de estos proyectos y la extracción de los hidrocarburos. También tienen este efecto a las premisas del mercado con esta variación de precios.

De la parte técnica como tal, los campos de la región sur principalmente muchos de ellos ya están en una etapa muy madura. Es decir que prácticamente la extracción que ya tuvieron en su momento está llegando a ciertos límites en donde se tenía planteado los primeros desarrollos. Se están al interior evaluando muchas tecnologías que podrán aportar hoy por volúmenes o recuperación adicional de esos hidrocarburos por la parte tecnológica.

Entonces, estos campos que prácticamente tuvieron esos efectos en la región sur, principalmente eran algunos que traían procesos de inyección ya sea de nitrógeno, de agua y también algunos de ellos han presentado mucha producción de agua de los mismos yacimientos que no han permitido que los pozos puedan extraer esos volúmenes. Sin embargo existen metodologías, muchas metodologías adicionales, que pueden ir a reevaluar estos pozos a fin de que se pueda volver a recuperar cierta producción de estos yacimientos. Prácticamente eso es lo que ocurrió en la región sur técnicamente.

Para el caso de Chicontepec como tal hubo un replanteamiento en la configuración de cómo se iban a ir haciendo el desarrollo de los pozos a perforar en las diferentes categorías. Entonces prácticamente en lo que fue en Chicontepec hubo una (le llaman) reconfiguración del espaciamiento, es decir, de la distancia de un pozo a otro para irlos extendiendo poco a poco a las demás categorías de reserva. Entonces, ya en su totalidad asociado a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las reservas 3P como tal hubo una reducción considerable de la reducción de las perforaciones futuras en los pozos como tal.

Esto también tiene que ver un poquito porque si recordamos en esta área como tal cierta parte de estos campos PEMEX los tiene adjudicado como tal. Otra parte están asociados o en un estatus de áreas de resguardo para el Estado. Es decir, que PEMEX está dando mantenimiento y continuidad a la producción. Y existen unas áreas que en un futuro podrán ser puestas a licitar y estos volúmenes podrán en algún momento proporcionar o adicionar estos volúmenes recuperables para el Estado. Básicamente esas son las consideraciones que afectaron en estas dos regiones.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me gustaría que pusieran la página donde está la composición de los diferentes efectos. No, no una antes. Ahí está, una antes. La parte de revisión depende mucho del precio del petróleo. Obviamente si el precio de petróleo cae, este por la propia definición de reserva te dice que a ese precio hay petróleo existente que no es rentable sacar. Entonces, la parte de revisión para mí no es preocupante en sentido que depende mucho de la situación económica y de la tecnología existente.

Lo que si me preocupa un poquito más son la razón que existe entre descubrimientos y producción. Producción es el petróleo en este caso que sacamos y descubrimiento es lo que incorporamos. Entonces, mientras estamos nosotros sacando poco más de un millón de barriles, 1.19 barriles, nada más descubrimos 651, independientemente del precio del petróleo, independientemente de las técnicas de producción. Entonces ese es el elemento que yo entiendo en este caso quiso señalar el Comisionado Acosta.

Nuestra preocupación principal no está tanto en el número agregado, sino en la parte de la composición. Nosotros tenemos que tener para digamos solventar el crecimiento de largo plazo del país un número de descubrimiento mayor que un volumen de producción o de perdido igual, sino estamos en un proceso que nos puede ocasionar problemas después.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, esto para nosotros es una señal del impulso de todo lo que tenemos que estar haciendo a la hora de impulsar las áreas que son de exploración, los Ares, la parte de reconocimiento superficial, etc., etc., porque tenemos que empujar descubrimientos. Lo demás no depende mucho de nosotros, pero descubrimiento ciertamente sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Nada más poner entonces a su consideración las cifras finales, no sin antes agradecer al personal, al titular de la Unidad de Extracción, al Director General de Reservas, por este proceso de revisión que fue muy intenso. Duró varios meses en reuniones técnicas con el operador y el certificador para llegar a una cifra que nos permitiera ya hacer la consolidación nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces tenemos el ejercicio final de cifras 2P y 3P. Porque la 1P esa ya estaba resuelta, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Esa si la resolvimos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La 1P ya está resuelta. Entonces cifra de consolidación de la 1P esa si la pudimos cerrar. ¿Estoy en lo correcto?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces, desde marzo del año pasado la cifra de 1P es la que tiene 90%, son reservas que pueden extraerse con una probabilidad de 90%. Esas si se consolidaron, ya se reportaron. ¿Desde qué mes las reportaron, desde marzo? En marzo reportamos la 1P. Quedó pendiente como señala el Comisionado Acosta 2P y 3P, que respectivamente tienen una probabilidad de 50% y 10%. No se había consolidado estas cifras por una discrepancia en el campo Akal entre el certificador y PEMEX. Se resuelve estas diferencias y con eso ya podemos integrar la cifra final de 2P y de 3P. Pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muy 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 la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.01.001/17

Resolución relativa al procedimiento específico de revisión de las estimaciones de Reservas 2P y 3P del Campo Akal, instruido mediante Resolución CNH.05.001/16 de fecha 31 de mayo de 2016, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2016.

ACUERDO CNH.01.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones V, inciso b. y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución relativa al procedimiento específico de revisión de las estimaciones de Reservas 2P y 3P del Campo Akal, instruido mediante Resolución CNH.05.001/16 de fecha 31 de mayo de 2016, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY



FETY OAK-TREE SAFETY

II.2 Registro de contabilidad y expedición de comprobantes fiscales relacionados con la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su carácter 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.-
Comisionado Acosta, adelante por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, este es un tema completamente distinto al anterior. Tiene que ver con la enajenación de los hidrocarburos que entrega como contraprestación un contratista al Estado para su enajenación. En la primera lámina hemos puesto las áreas o instituciones del gobierno federal que tienen que ver con el proceso de licitación a adjudicación, recibir la contraprestación y recibir los recursos derivados de esa contraprestación.

En esta lámina tenemos a la SENER, que como todos sabemos es la encargada de ordenar el inicio de una licitación y establecer las condiciones técnicas y condiciones contractuales de los contratos. Tenemos a la Secretaría de Hacienda, que en esas condiciones establece lo específico a lo relacionado con lo fiscal y condiciones fiscales y económicas. Y la CNH que realiza o ejecuta el proceso licitatorio y al final firma el contrato al contratista que haya sido ganador. Una vez que estos contratos están generando recursos, esos recursos caen en una figura que se ha creado con la Reforma Energética, que se denomina Fondo Mexicano del Petróleo. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como ustedes saben, tenemos diferentes tipos de contratos. Un contrato que es el de licencia, otro producción y utilidad compartida y el tercero es de servicios. La contraprestación que recibe el Estado es diferente con cada uno de los contratos. En el caso de licencia la contraprestación que se le otorga al Estado es en efectivo y esa contraprestación se va directo al Fondo Mexicano del Petróleo. En el caso de producción compartida, que realmente son los únicos tipos de contratos que hemos firmado (licencia y producción compartida), la contraprestación es recibida en especie. Y esa recepción de la especie, es decir, de los barriles de petróleo o de los metros cúbicos de gas, se le entrega a un comercializador que está previsto en la Ley y este comercializador a nombre del Estado hace la enajenación. Aquí es donde, desde el punto de vista operativo, empiezan las complicaciones. Si es el comercializador el que vende a un tercero los hidrocarburos, ¿quién tiene que expedir el título de propiedad que ampara la propiedad de los hidrocarburos a quien lo compra?

Si regresamos al esquema de las instituciones que intervienen en el proceso, vemos que todos tienen una actividad un tanto tangencial. Quien representa al Estado en el contrato y quien realiza los actos materiales a través del comercializador para efecto de recibir ese producto en especie y después venderlo es la CNH. Por esta misma razón se ha considerado que es la CNH la que está obligada a emitir el comprobante fiscal, es decir, un comprobante de propiedad a quien es el comprador final del hidrocarburo del Estado. Sin embargo, una vez que esto ha sido determinado – si podemos pasar a la siguiente – necesitamos determinar qué área de la CNH debe ser la encargada de llevar el control y emitir el certificado digital-fiscal que tiene que otorgarle al comprador del hidrocarburo. Y tenemos dos consideraciones o dos opciones. La siguiente por favor.

Podría, y es lo que plantea este punto que ponemos a su disposición, podrían ser dos áreas de la CNH. La recientemente creada Dirección General de Comercialización o la ya existente desde la creación de la Oficialía Mayor de Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicio. Si vemos en la pantalla las atribuciones de cada una de estas áreas, analizamos que en cuanto a la Dirección General de Comercialización tiene la facultad de coordinar las actividades de relacionadas con la comercialización de hidrocarburos y llevar a cabo los actos necesarios para administrar y ejecutar los contratos, convenios e instrumentos jurídicos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

relacionados. En mi opinión esta actividad está relacionada con la operación material de la comercialización, no necesariamente con la parte contable o de registro o de cuestiones fiscales. La Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios dice nuestro reglamento tiene la facultad para llevar a cabo la contabilidad, elaborar los estados financieros y presupuestarios de la Comisión, así como consolidar los informes conforme a lo previsto en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, la Ley General de Contabilidad Gubernamental y demás aplicables. Si vamos a la siguiente.

En estas condiciones consideramos que la naturaleza de las funciones de la Dirección General de Finanzas son más acordes con cumplimiento a obligaciones legales en materia fiscal y contable porque las funciones de la Dirección General de Comercialización de Producción están enfocadas principalmente a la supervisión técnica de los servicios de comercialización, mas no con el cumplimiento de las obligaciones en materia fiscal y de contabilidad gubernamental. Es decir, esta especialización para efecto de llevar el control de la emisión de los comprobantes fiscales por las ventas consideramos que está más acorde con las funciones de especialización de la Dirección General de Finanzas que la de comercialización. Y sustentamos para otorgarle esas nuevas atribuciones a la Dirección General de Finanzas el artículo 36, fracción cuarta, del Reglamento Interno de esta Comisión que establece que la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios tendrá – además de las facultades señaladas en dicho artículo – las demás funciones, encargos y asuntos que le encomienden el Órgano de Gobierno, el Comisionado Presidente o el Oficial Mayor, así como las demás que sean necesarias para el ejercicio de su competencia. Por lo que, si es de considerarse por parte de este Órgano de Gobierno, los argumentos que acabo de mencionar, podría encomendársele a la Dirección de Finanzas llevar a cabo estas nuevas actividades. Hasta aquí la parte que tiene que ver con la expedición de los comprobantes fiscales.

Sin embargo viene una segunda complicación en la operación. Cuando se expide un comprobante fiscal en un proceso normal se entiende que es a raíz del ingreso que ampara ese comprobante fiscal. Es decir, si se expide un comprobante fiscal por 100 pesos se entiende que la caja recibió los 100 pesos más el IVA correspondiente. Sin embargo el proceso de venta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de hidrocarburos de acuerdo con la Ley no es así de sencillo en razón de que los recursos de la venta de hidrocarburos, aun y cuando el comercializador es contratado por la CNH, los recursos caen en el Fondo Mexicano del Petróleo que técnicamente es la caja del Gobierno Federal para efecto de recibir los recursos de la enajenación de hidrocarburos.

En estas condiciones tenemos un problema en cuanto al registro contable y la integración de estas cifras para la integración de la cuenta pública. Entonces estamos considerando pertinente que este Órgano de Gobierno determine y solicite a la Dirección General de Finanzas se realice una consulta especial a la Secretaría de Hacienda para que ella nos dé a conocer los mecanismos de tratamiento de estos ingresos virtuales que tendrá la CNH. Y un egreso también que se tiene en virtud de que del mismo producto de la venta de los hidrocarburos se tienen que pagar los honorarios del comercializador y entonces pareciera también un egreso virtual de la CNH cuando realmente esos recursos no salen de su presupuesto.

Entonces, para poder cuadrar todas estas situaciones específicas y distintas al proceso normal de ejercicios tanto del presupuesto de egresos como de la aplicación de la Ley de Ingresos, consideramos pertinente que esta Comisión instruya a la Dirección General de Finanzas a que se hagan las consultas correspondientes a la autoridad competente – considerando la Secretaría de Hacienda – para que sean ellos los que nos indiquen como poder determinar el registro contable y la integración en la cuenta pública de las cifras antes señaladas. Entonces este es el propósito de esta presentación y de la resolución que está a su consideración en las carpetas que fueron proporcionadas con anticipación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Es un comentario muy sencillo. En uno de los comentarios aquí de la resolución se habla sobre que se defina si el número de registro federal de contribuyentes... yo creo que más que el número es la situación no sé si fiscal o la situación que tiene nuestro RFC para ver, más que el número.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón, fui omiso en este punto. Efectivamente otra de las consultas que es necesaria es solicitarle a la Secretaría de Hacienda o al SAT como corresponda si nosotros tenemos que tener una cédula fiscal distinta. Una para las actividades normales de CNH y otra específica para el registro de estos ingresos virtuales y para la emisión de estas facturas o comprobantes digitales-fiscales en la venta de hidrocarburos. Entonces para que no haya una confusión entre la contabilidad propia de la Comisión y la contabilidad relativa a la enajenación de los hidrocarburos propiedad del Estado. Y ellos nos dirían que es lo que procede y que sería el mecanismo más correcto.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Totalmente de acuerdo con la exposición. Nada más pongo en la mesa una posible función adicional que tendrá que revisarse. El proceso de comercialización requiere por un lado la maximización, buscar a quien le vamos a vender los hidrocarburos, pero también hay que considerar la parte de la seguridad energética. Seguramente que también va a depender de la misma dirección y eso hay que irlo previendo para los siguientes meses. Afortunadamente todavía no tenemos producción compartida, aunque ya ha habido pruebas en pozo en donde hemos obtenido alguna producción incipiente, pero habría que ver como maximizar esa comercialización.

Actualmente, y creo que lo ha comentado el Comisionado Acosta en esta ocasión y en otras, tenemos a PMI, ¿no? Pero lo tenemos por un tiempo preventorio. Entonces, al terminar PMI tenemos que generar la logística al interior de la CNH que nos permita maximizar el valor de la comercialización, pero obviamente también considerando la seguridad energética.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Alguna otra observación? Bien. Secretaría Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Es una propuesta de acuerdo que resume



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todas las consultas y precisiones que se buscará realizar. Es un poco largo, pero define claramente cuál sería el objeto de estas consultas que realizará la Dirección General de Administración y Finanzas.

Con fundamento en los artículos primero, segundo, tercero, 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 10, fracción primera, 11, 13, fracción décimo tercera y 36, fracción cuarta, del Reglamento Interno de la CNH, el Órgano de Gobierno:

Primero, instruye a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios realice las consultas y gestiones correspondientes ante las autoridades competentes a efecto de que:

Se defina si los ingresos derivados de la enajenación de los Hidrocarburos que el Estado Obtiene como contraprestación en los contratos para la exploración y extracción se encuadran en el concepto de ingresos para efectos de la Ley de Ingresos de la Federación, en particular para la CNH.

Se defina si los egresos derivados del pago de la contraprestación del comercializador se encuadran en el concepto de egresos para efectos del Presupuesto de Egresos de la Federación, en particular para la CNH.

Se definan los mecanismos y se dictan las directrices adecuadas para que la Comisión esté en posibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones en materia fiscal y de contabilidad gubernamental derivadas de la enajenación de los hidrocarburos que el Estado tiene como contraprestación en los contratos para la exploración y extracción.

Se definan los mecanismos adecuados para que la Comisión esté en posibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones en materia fiscal y de contabilidad gubernamental derivadas por el pago de las contraprestaciones al comercializador por la prestación de sus servicios.

Se defina si el número de registro federal de contribuyentes con el que se encuentra inscrita la Comisión ante el servicio de administración tributaria es el adecuado para la emisión Y recepción de los comprobantes fiscales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por la enajenación de los hidrocarburos del Estado y por la prestación de los servicios de comercialización de aquellos.

En su caso, realice los trámites conducentes a efecto de contar con el número de registro federal de contribuyentes especial para la emisión y recepción de los comprobantes fiscales señalados en el inciso anterior.

Segundo, encomienda a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios el registro y administración de la contabilidad que se deriva por la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los contratos para la exploración y extracción, así como la que deriva de la prestación de los servicios de comercialización en el marco del contrato de comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la CNH y PMI Comercio Internacional S.A de C.V.

Tercero, encomienda a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios el cumplimiento y seguimiento de las obligaciones fiscales que se derivan por la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los contratos para la exploración y extracción, incluyendo la presentación de declaraciones del IVA y demás que resulten necesarias en el marco del contrato de comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la CNH y PMI Comercio Internacional S.A de C.V.

Cuarto, encomienda a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios que expida los comprobantes fiscales derivados de la enajenación de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los contratos para la exploración y extracción en el marco del contrato de comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la CNH y PMI Comercio Internacional S.A de C.V con base en la información que le proporcione la Dirección General de Comercialización de Producción.

Quinto, instruye a la Secretaria Ejecutiva que notifique a las unidades administrativas de la Comisión competentes en la administración del contrato los términos del presente acuerdo para los efectos legales a que haya lugar.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De un comentario que me hace aquí en corto el Comisionado Gaspar Franco quisiera someter a su consideración una modificación al inciso e del primer punto, que dice: "Se defina si el número de registro federal de contribuyentes con el que se encuentra inscrita la Comisión ante el servicio de administración tributaria". Creo que la idea quedaría más clara si ponemos, "se consulte si es necesario solicitar una segunda cedula fiscal para distinguir entre las actividades normales de la CNH y aquellas relacionadas con la enajenación de hidrocarburos".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que sí, ¿no? Digo, vamos a ver que contesta Secretaría de Hacienda, pero yo creo que de esa forma es más ordenado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo también coincido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien. Entonces hacemos ese ajuste. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y por esa misma razón yo sugeriría que en el acuerdo quinto si me hace el favor ahorita. Bueno, nada más que terminen de ajustar este.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RDRÍGUEZ.- No, ya está.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, bueno. Entonces si pudiéramos ir al quinto por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, no es sobre el número.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RDRÍGUEZ.- Tomaremos nota con base en lo que señaló.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- No, cambia completamente los términos en que lo leí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En el cuarto perdónenme. Estamos haciendo varias consultas al SAT y luego aquí decimos, "encomendamos a la Dirección General de Finanzas que expida los comprobantes fiscales. Yo sugeriría poner que encomiende a la Dirección General que en su caso expida los comprobantes fiscales.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perfecto. O en los términos considerando...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Colegas Comisionados, si están a favor del acuerdo les pido sean tan amables de manifestarlo."

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

ACUERDO CNH.01.002/17

Con fundamento en los artículos 1, 2, 3, 22, fracciones I, III, y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10, fracción I, 11, 13 fracción XIII, y 36, fracción IV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad:

Primero. –Instruyó a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios realice las consultas y gestiones correspondientes ante las autoridades competentes, a efecto de que:

a) Se defina si los ingresos derivados de la enajenación de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción, se encuadran en el concepto de ingresos para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

efectos de la Ley de Ingresos de la Federación, en particular, para la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

b) Se defina si los egresos derivados del pago de la contraprestación del Comercializador, se encuadran en el concepto de egresos para efectos del Presupuesto de Egresos de la Federación, en particular, para la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

c) Se definan los mecanismos y se dicten las directrices adecuadas para que la Comisión esté en posibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones en materia fiscal y de contabilidad gubernamental, derivadas de la enajenación de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción;

d) Se definan los mecanismos adecuados para que la Comisión esté en posibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones en materia fiscal y de contabilidad gubernamental, derivadas por el pago de las contraprestaciones al Comercializador por la prestación de sus servicios;

e) Se consulte si es necesario solicitar una segunda cédula fiscal para distinguir entre las actividades normales de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y aquellas relacionadas con la enajenación de hidrocarburos.

f) En su caso, realice los trámites conducentes a efecto de contar con el número de Registro Federal de Contribuyentes especial para la emisión y recepción de los comprobantes fiscales por la enajenación de los hidrocarburos del Estado y por el pago de los servicios de comercialización de aquellos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Segundo. – Encomendó a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios, el registro y administración de la contabilidad que se deriva por la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción, así como la que deriva de la prestación de los servicios de comercialización en el marco del Contrato de Comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Tercero. – Encomendó a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios, el cumplimiento y seguimiento de las obligaciones fiscales que se deriva por la comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción, incluyendo la presentación de declaraciones del Impuesto al Valor Agregado y demás que resulten necesarias, en el marco del Contrato de Comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Cuarto. – Encomendó a la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios que, en los términos del punto Primero, en su caso, expida los comprobantes fiscales derivados de la enajenación de los hidrocarburos que el Estado obtiene como contraprestación en los Contratos para la Exploración y Extracción, en el marco del Contrato de Comercialización suscrito el 30 de diciembre de 2016, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y P.M.I., Comercio Internacional, S.A. de C.V., con base en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información que le proporcione la Dirección General de Comercialización de Producción.

Quinto. - Instruyó a la Secretaria Ejecutiva que notifique a las unidades administrativas de la Comisión competentes en la administración del contrato, los términos del presente acuerdo, para los efectos legales a que haya lugar.

II.3 Programa Regulatorio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos 2017-2018

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Marco Antonio de la Peña Sánchez, Titular de la Unidad Jurídica de la Comisión.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado general, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Buenos días. Con su permiso señor Comisionado Presidente, señores Comisionados. Como señala la Secretaria Ejecutiva se pone a consideración de este Órgano de Gobierno la propuesta del programa regulatorio de esta Comisión para el bienio 2017-2018. En términos del artículo 69 en su apartado d de la Ley de Procedimiento Administrativo esta Comisión debe de presentar a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria un programa de mejora regulatoria bienal que contemple tanto la nueva como las modificaciones de la regulación existente, incluyendo los tramites asociados a la misma. Asimismo, la Comisión deberá de realizar reportes, informes periódicos de avance conforme al calendario que se apruebe en este Órgano de Gobierno y se informe a la COFEMER de manera periódica.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De esta manera se propone para el programa regulatorio 2017 la expedición de tres nuevas regulaciones y la actualización de cinco de ellas. En el primer semestre sería la actualización de los lineamientos de uso de la información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, la actualización de Los lineamientos de cuantificación y certificación de reservas y recursos contingentes relacionados y finalmente la creación de los lineamientos de supervisión.

Así como en el segundo semestre la creación de los lineamientos de recuperación secundaria y mejorada, la actualización del Reglamento Interno de esta Comisión, la actualización de las autorizaciones para reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos que hemos llamado Ares, la actualización de los lineamientos de planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos y la elaboración del reglamento de operación del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Por lo que hace para el ejercicio 2018, se pone a consideración la creación de tres nuevas normas y la actualización de dos de ellas, de tal manera que en el primer semestre se actualizarían los lineamientos de recursos prospectivos y se actualizarían los lineamientos de medición de hidrocarburos, así como se elaborará los lineamientos de operación de los comités técnico y consultivo de normalización.

Y finalmente en el segundo semestre se elaborará los lineamientos de funcionamiento del Consejo Consultivo y los lineamientos de recolección de hidrocarburos. En general son 15 regulaciones que implica un trabajo intenso, que para tales fines dentro de la estrategia que se seguirá, la primera es la de un fortalecimiento a la infraestructura de la Dirección General de Regulación.

La segunda es que en breve traeremos a consideración de este Órgano de Gobierno la integración de un Comité Regulatorio y finalmente presentar al Comité Regulatorio una estrategia en donde a propuesta de los propios señores Comisionados haya Comisionados ponentes que nos ayuden al avance de la confección y supervisión y aprobación de cada una de estas normas. Eso sería todo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Es respecto al periodo estimado de envío a COFEMER. ¿Eso qué es? ¿El momento en que lo vamos a enviar a COFEMER?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ya se hicieron los lineamientos aquí en la Comisión, ya se presentaron al Órgano de Gobierno, se aprueba su envío a COFEMER. Cuando esté en COFEMER hay comentarios que puede hacer todo el interesado. Vienen esos comentarios, los revisamos. Dependiendo de la cantidad de comentarios nos llevamos más tiempo, ¿y luego que pasa?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Regresan a la Comisión y la Comisión genera un dictamen final con el cual ya se da cuenta final a este Órgano de Gobierno y se publica en Diario Oficial. También en forma paralela se lleva a Consejo Consultivo las normas que van siguiendo un camino paralelo a todo esto que se señaló en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- El Consejo Consultivo es el que nos ayuda para terminar bien nuestros lineamientos. Bueno, eso es antes, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso es antes. Es que me llama la atención el de recuperación mejorada que se vaya hasta el segundo semestre para su envío a COFEMER. Supongamos que se envía en julio, ¿cuánto tiempo nos tardaríamos en las observaciones, en tener ya nuestro dictamen final y mandarlo al DOF?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Pensamos que no más de un mes. Ahora, son “hasta”, la idea es que “hasta” el mes de julio sería la fecha final o el deadline para enviarlo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces, bueno, porque el segundo semestre podría ser hasta diciembre, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Sí, sí. Sin embargo está claro dentro de nuestro programa específico este lo tenemos el mes de julio.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Muy bien. Gracias.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues vale la pena hacer una precisión con este específicamente. En febrero tenemos fecha límite para tener un primer borrador y de acuerdo con lo que hemos estado platicando con el jefe de la unidad de extracción. En febrero tendríamos un primer borrador y estaríamos pensando en junio tener ya todo el proceso de haber pasado por consejo consultivo y haberlo obviamente puesto a consideración de todos los Comisionados desde el mes de febrero a marzo. Creo que es importante el comentario de nuestro abogado general en el sentido de que es “hasta”, ¿no? Trataremos de adelantar lo más posible. Y aquí termina este primer comentario.

El siguiente comentario es que hay lineamientos que vienen como actualización y creación y creo que es importante plantear que significa la actualización. La evaluación de nuestros lineamientos es evaluación continua, para ir incrementando la eficiencia es importante y lo hacemos en forma continua.

Algunos de los lineamientos están siendo modificados y se actualizan con el objetivo de que puedan ser más eficientes. Esta actividad es algo que se hace continuamente con todo lo que tenemos y en esta ocasión pues estamos planteando algunos de los lineamientos ya con fechas específicas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Uno de ellos por ejemplo es el de la medición de hidrocarburos, es una actualización, pero no quiere decir que tengamos ya unos lineamientos de medición. No vaya a pensarse que no existen. Pero en la medida que vamos teniendo diferentes condiciones, más operadores, diferente tecnología, diferentes procesos, mejores prácticas a nivel internacional, las vamos incluyendo. Las vamos incluyendo y creo que es a lo mejor importante comentar un poquito más que son los Consejos Consultivos.

Los consejos consultivos son entidades externas a la CNH que finalmente nos dan sus puntos de vista de cuestiones de operación, de cuestiones de mejores prácticas, y nosotros los analizamos y finalmente damos una decisión independiente. Pero finalmente la sociedad también está invitada a participar y eso es a través de la COFEMER, que es el planteamiento que se venía comentando hace rato que tardarían posiblemente un mes, dos meses. Es algo que no tenemos el control absoluto pero que finalmente también es considerada la sociedad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Digo, me queda perfectamente claro que es "hasta". ¿Porqué no le ponemos primer semestre? ¿Y que quede hasta junio? Si ya vas a tener un borrador en febrero pues de una vez, ¿no? Para irse a COFEMER.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Está bien.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, en febrero es el primer borrador según lo que platican ahorita en el acuerdo. Ya para junio espero que lo podamos mandar a COFEMER, en junio, porque segundo semestre es hasta diciembre, no es julio. Ese es el inicio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Totalmente de acuerdo. Lo podemos dejar si no tienen inconveniente primer semestre y nada más reiterar que creemos que con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la integración del Comité Regulatorio vamos a tener un instrumento interno de gestión que va a ayudar mucho a garantizar una adecuada coordinación interdisciplinaria dentro de la propia Comisión y que los tiempos realmente se respetan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y quiero aclarar un poquito porque estoy un poquito terco en ese de recuperación secundaria. Ya tenemos aquí en México muchos campos maduros, muchos campos que requieren de procesos de este tipo, recuperación secundaria mejorada. Si nosotros no empezamos a dar certeza jurídica de cómo se debe documentar, que deben presentar, pues menos hay interés por parte de las compañías operadoras de presentarnos proyectos de este tipo. Y este tipo de proyectos pudiera dar producción rápida. Obviamente este tipo de procesos también son costos más elevados, pero ahí es donde debe de entrar nuestros operadores, nuestras compañías de servicios, los tecnólogos, para poder presentar proyectos que sean un poco más rentables en acumulaciones de hidrocarburos que ya existen. No van a ir a explorar, ya están ahí, están produciendo, lo único que van a hacer es incrementar el factor de recuperación. Por eso es mi insistencia en que sea en este semestre. No es ninguna.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionados. Bien. ¿Algún comentario adicional? ¿No? Abogado, ¿no? Bien, Secretaria Ejecutiva.

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

ACUERDO CNH.01.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 13, fracción IV, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la propuesta de Programa Regulatorio 2017-2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Comisión Nacional de Hidrocarburos e instruyó al Oficial Mayor a someter ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria dicho Programa, en términos de lo dispuesto por el artículo 69-D, fracción II de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

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 presentadas.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El primero tenemos la reunión del Consejo Asesor de Energía del IPADE al que asistirá como invitado el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez el día 31 de enero. La presentación de la plataforma MXSIG del INEGI al que asistirá como invitado el Comisionado Presidente el día 31 de enero.

Y los eventos Presentación de BP Energy Outlook 2035 al que asistirá el maestro Gaspar Franco Hernández, el evento Oil and Gas Alliance el 2 de febrero, la tercera edición sobre campos maduros México 2017 del 21 al 22 de febrero, la reunión de agencias y empresas petroleras estatales latinoamericanas y Conferencia Regional de Petróleo y Gas ARPEL 2017 del 24 al 27 de febrero al que asistirá el Comisionado Gaspar. ¿Perdón?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Abril.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Abril, perfecto. 24 al 27 de abril, al que asistirá el Comisionado Gaspar Franco Hernández.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Colegas Comisionados, está a su consideración. Si están a favor les pido sean tan amables de levantar la mano. El informe de los eventos, foros, a los que vamos entre una sesión y otra...

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Esos son para conocimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Viene más adelante? Ok.

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

ACUERDO CNH.01.004/17

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 17 del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, 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 Cuarta Convocatoria de la Ronda 1, la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y la licitación CNH-A1-Trion/2016.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Comisionados, muy buenos días. Informo a ustedes el avance de las licitaciones que se encuentran en proceso. Inicio con la licitación CNH-R01-L04/2015 relativa a la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en 10 áreas contractuales de aguas profundas. Informo a ustedes que al día de hoy nos encontramos en proceso de integración de los contratos que serán suscritos con los licitantes ganadores.

Los próximos días los licitantes ganadores deberán entregar la documentación que se requiere para integrar y solicitar a este Órgano de Gobierno la instrucción de firma y determinar la fecha dentro del periodo. A más tardar deben de suscribirse el 13 de marzo.

Con relación a la licitación CNH-R02-L01/2016, relativa a la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en 15 áreas contractuales de aguas someras, informo a ustedes los avances que se tienen hasta el día de hoy.

El acceso al cuarto de datos, la fecha límite para tener acceso es el 21 de marzo del 2017. A la fecha han mostrado interés 24 compañías, han acreditado el acceso al cuarto de datos 22 compañías, de las cuales 19 de ellas ya se encuentran inscritas en la licitación.

Las empresas son BP Exploration México, Chevron Energía de México. Citla Energía E&P, Conoco Phillips México, DEA Deutsche Erdoel AG, Ecopetrol, ENI México, Hunt Overseas Oil México, Lukoil International Upstream Holding, Murphy Sur, Noble Energy México, ONG Vidage Limited, Ophir México Limited, PEMEX, Premier Oil Exploration and Production México, Shell Exploración y Extracción de México, Sierra OG Exploración y Producción, Statoil E&P México y Total E&P México.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Director General, ¿dijo 19? Es que usted tiene la lista actualizada, pero aquí en pantalla estoy viendo 15.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto. Esta información es con corte al día de ayer. Esta información la estoy actualizando. La información previa que les había hecho llegar eran 15 empresas inscritas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, muy bien. ¿Esta información la va a subir usted a la página web?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Toda esta información se actualiza todos los lunes y se subirá a la página a actualizar esta información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una observación, te faltó ENAB, la siete.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es que leí la lista de ya inscritos. Perdón, los 19. Si, arriba son los 22 que ya tienen acceso y abajo leí los inscritos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, 19 inscritas a la licitación de aguas someras.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y tiene su fecha de presentación de oferta económica que día?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Esta es el 19 de junio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Pues ojala podamos ver la lista en la página web. Secretaria, le encargo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

podamos ver esas listas que trae aquí el Director General en pantalla por favor. ¿Algún comentario, no? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quizá no en este momento, pero en el futuro, yo creo que sería bueno ver el plan de difusión, de mercadeo, de todos estos procesos. Yo ahora que estuve en Houston me hicieron ese comentario, que no hay suficiente información. Seguramente porque no están enterados. Pero la pregunta es: Y como nos aseguramos de que el máximo número de empresas estén enteradas. Entonces quizás no es el momento pero lo dejo ahí como un punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que podemos, hay que platicar el tema que usted señala Comisionado con la SENER, quien por Ley tiene la atribución de llevar a cabo la promoción de las licitaciones, pero en donde sin duda siempre los hemos acompañados dándoles el apoyo técnico. Entonces, pero recogemos tu observación, importante para platicarlo con la SENER y poder coordinarnos con ellos y tener mejor información relativo a la promoción de las licitaciones. ¿Algún otro comentario? ¿No? Bien. Adelante Secretaria Ejecutiva.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, disculpe usted Director General. Siga usted, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Con relación a la licitación CNH-R02-L02/2016, relativa a la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en 12 áreas contractuales terrestres, informo a ustedes que el acceso al cuarto de datos concluye el próximo 15 de marzo de 2017. Han manifestado interés 13 compañías al haber hecho solicitudes de aclaración. Cuatro compañías han acreditado el acceso al cuarto de datos, dos de ellas ya se encuentran inscritas en la licitación, que es Geopower Solutions y Total E&P México. Toda la información se encuentra disponible en la página www.rondasmexico.gob.mx.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Esta es la licitación que número?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- La segunda de terrestres.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Lo que le llamamos la segunda licitación de la Ronda Dos campos en tierra. Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Con relación a la licitación CNH-R02-L03/2016, relativa a la adjudicación de contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en 14 áreas contractuales terrestres, informo a ustedes que el acceso al cuarto de datos de esta licitación concluye el próximo 15 de marzo. A la fecha han mostrado interés tres compañías al llevar a cabo solicitudes de aclaración. Toda la información se encuentra disponible en la página www.rondasmexico.gob.mx.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahora bien, concluyo con la licitación CNH-A1-Trion/2016. Informo a ustedes que en este momento nos encontramos en proceso de integración del contrato que fue adjudicado a BHP Billiton, que va a ser socio de PEMEX Exploración y Producción. En los próximos días deberán de entregar la información para nosotros solicitar instrucción de firma y determinar la fecha de suscripción dentro del plazo previsto para ello.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Igual tiene fecha límite?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 13 de marzo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Muchas gracias. Bien, Secretaria Ejecutiva, adelante.

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

ACUERDO CNH.01.005/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de los Informes sobre los avances de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1, la Primera, Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, y la licitación CNH-A1-Trion/2016.

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

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva presentó el informe.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ .- Se trata de la Novena Cumbre de Crudo Argus Américas, a la que asistió el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez los días 17 y 18 de enero y el evento Carnegie Endowment.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, ese no es el nombre del evento. Está mal ahí el reporte. Digo, el evento ciertamente no es el evento para la paz internacional. La fundación se llama así, Carnegie Endowment, pero el evento es las recomendaciones en materia de transparencia para la administración de contratos petroleros que hizo una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

organización no gubernamental que se llama Natural Resource Government Institute.

"SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Al que asistió el Comisionado Presidente los días 23 y 24 de enero. Hacemos el ajuste correspondiente. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

"SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De no haber comentarios a este punto, no se registra votación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Bien, ¿creo que con eso terminamos nuestra Orden del Día?

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

ACUERDO CNH.01.006/17

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 17 del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento de las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo referidas en el informe presentado en la sesión, mismas que fueron aprobadas mediante autorización previa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

En desahogo de este punto del Orden del Día la Secretaria Ejecutiva indicó que se trataba del reporte sobre seguimiento de acuerdos y resoluciones, que había sido entregado a los Comisionados con anticipación y preguntó si tenían algún comentario.

Los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. En el acuerdo uno se señala el tema de la contratación del servicio integral de diseño, desarrollo e implementación de un modelo de negocios para la administración técnica de asignaciones y contratos. Y señala que el 16 de enero se solicitó incluir ese proyecto al programa anual de adquisiciones de la CNH para 2017. Y hay una nota que dice, “el 26 de enero se sesionará el Comité de Adquisiciones. Eso fue ayer. Nada más saber si se sesiono y si ya está incluido este servicio integral dada la importancia que tiene para llevar a cabo la administración de asignaciones y contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy buen punto. ¿Entonces qué punto es Comisionado Franco?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El número uno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Dice contratación...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El número uno, en el estado el número dos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Servicio integral de diseño, desarrollo e implementación de un modelo de negocios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para la administración. Bien. ¿Esto tiene que ver con la contratación de la fábrica de software para la administración de contratos?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La Secretaria nos va a aclarar.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. El día de ayer se llevó a cabo el Comité de Adquisiciones. No obstante, independientemente de ese Comité de Adquisiciones, derivado del análisis realizado entre Oficialía Mayor y específicamente tecnologías de información, así como las áreas técnicas, se ha considerado conveniente que este servicio que se instruyó contratar forme parte de los requerimientos de un servicio que se contrate como fábrica de software. Y en ese sentido se está en el proceso de contratación, el anexo técnico está en proceso, para su contratación en este año. Y el requerimiento técnico en el modelo de negocios por parte del Área Técnica de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos también está siendo elaborado en paralelo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero yo creo que el punto del Comisionado es que está mal reportado esto en seguimiento. O sea, si es una contratación de fábrica de software es distinto a lo que está aquí. Entonces yo creo que está mal reportado este tema Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Lo reviso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Le pido el favor que lo revise.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y se precisa.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, al final el interés es si ya vamos a empezar a trabajar en este sistema que nos va a servir para administración de contratos, llámele fábrica de software, llámele mapeo de procesos o el nombre que tiene aquí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Otro más que no veo aquí es el relacionado con una resolución que hicimos en la cual negamos la migración de Ku-Maloob-Zaap. Y en esa sesión yo señale o recomendé que de acuerdo a lo que nos dio el equipo técnico se revisara y dije inconsistencias en la información que nos presentó Ku-Maloob-Zaap.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así es. ¿Y el acuerdo era?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El acuerdo era pues revisar el caso. Entiendo que lo están trabajando, pero si me gustaría saber...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tenerlo aquí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y saber si se debe ir reportando en esta lista que no la veo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El tema como acordamos seria analizado por la Unidad Jurídica, que lo está haciendo, pero me parece atinada la observación del Comisionado Franco. Pongámoslo aquí como tema de seguimiento.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Lo agrego con mucho gusto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para dar seguimiento a la opinión de la Unidad Jurídica. ¿Algo más Comisionado Franco?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una continuación de lo que menciona aquí el Comisionado Gaspar es que va a haber una comparecencia de PEMEX el lunes. Entonces, sería muy conveniente que la información, aunque no esté terminada, lo que exista ahorita en términos de las discrepancias, se nos pudiera hacer llegar el día de hoy puesto que esta comparecencia va a ser el lunes a las 11:00 a.m. Entonces para no encontrarnos así totalmente sin tener todos los datos claros registrados.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Claro que sí, con mucho gusto.

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

COMISIONADO NÉSTOR MÁRTINEZ ROMERO.- Muchas gracias. Creo que entonces sería importante, retomando esta idea, el avisar a PEMEX de que también se requiere tener esta información para discutir ese día porque efectivamente tenemos reunión el día lunes a las 11:00 a.m. pero con el tema de aprovechamiento de gas. Entonces que ellos sepan.

Y también me gustaría hacer un comentario en relación a la gran urgencia que tenemos para reforzar la administración técnica de los proyectos, que fue el primer punto que comentó el Comisionado Gaspar. Y se habla de una fábrica de software. Llámese como se llame, creo que ese no es el punto importante. Lo importante es que se requiere tener a la brevedad posible. Necesitamos hacer las licitaciones y adquirir lo que necesitemos. Y no necesariamente tengamos que desarrollar cosas, podemos ocupar lo que ya esté desarrollado para acelerar la posibilidad de que la CNH pueda hacer el trabajo de una forma más adecuada. Seguramente que hay cuestiones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que deben ser hechas a la medida, pero en general creo que debemos de utilizar o debemos de hacer una muy buena revisión de lo que el mercado nos ofrece. Y eso será parte de la licitación. Llámese como se llame mi punto es: Urge. Y creo que es el planteamiento del Comisionado Franco. Pues ya estamos adelantados en febrero, digo en enero, y el tiempo pasa muy rápido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Le pido Secretaría que por favor revise, le pida un reporte de actualización al Oficial Mayor para que nos lo manden hoy mismo a los Comisionados, ¿no? En relación con los tiempos de la licitación de la fábrica de software. ¿Algún otro? Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, el otro tema Presidente. Y en relación a que se trata de una sesión ordinaria donde se dan a conocer la representación que tienen los Comisionados en diferencias foros, reuniones y visitas, ya sea a nivel nacional o internacional. El mencionar que los Comisionados de la CNH hemos tomado la decisión de incorporarnos a un programa piloto del Instituto Nacional de Acceso a la Información en el que se permite conocer en forma muy transparente y muy específica cuál es el propósito de cada una de las representaciones que tiene el Comisionado, ya sean viajes de representación nacional o internacional, el propósito del viaje, los días de estancia, el lugar de estancia, los gastos realizados en la estancia, el informe final, el propósito y la aportación que se tiene de esa visita para efectos de beneficio de los trabajos de la Comisión. Me parece que es algo muy importante porque nos estamos sumando prácticamente a todas las iniciativas de transparencia que se nos están presentando.

Entonces el formar parte de este programa piloto que el INAI está desarrollando creo que abona a la confianza de transparencia que estamos tratando de generar con nuestro público, con nuestros regulados y en general con quien, para quienes trabajamos, que son los habitantes de este país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Se reportan las que generan un viaje fuera de la ciudad o también las que se hagan dentro de nuestra ciudad?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- El programa se llama Comisiones Abiertas. Entonces lo que le interesa principalmente al ciudadano es conocer cuando hay un gasto que se le genera a una representación por parte de un servidor público. Entonces realmente es para cuando se generan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es al interior del país y al extranjero.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y al extranjero, exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, que bueno que lo menciona Comisionado y yo creo que debemos de volverlo a traer a este Órgano de Gobierno porque me sumo al comentario del Comisionado Acosta. Un tema muy importante, una iniciativa del INAI, donde se lanza ya, ¿en fase piloto?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es en fase piloto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En fase piloto un portal en donde las distintas dependencias – ahorita en esta fase piloto de manera voluntaria – pueden ya reportar los gastos que hacemos de las comisiones, es decir, de los viajes al interior del país o al extranjero. Y en esta fase piloto esta CNH ha decidido sumarse y pues yo espero que sea para la próxima... es algo muy sencillo. Es un portal aparte de muy amigable, lo estuvimos viendo el otro día en un video del INAI. Secretaria Ejecutiva, yo le pido si los Comisionados lo ven bien que en nuestra próxima sesión extraordinaria u ordinaria podamos ver el portal ya con la información de lo que va de 2017, ¿no? Aquí reportamos ya algunas comisiones, incluyendo alguna de su servidor, pues podríamos verlas ya reportadas ahí con gastos. Y no sé si viene una parte con los resultados de los viajes, ¿no? El propósito de los viajes. Entonces si les parece bien lo podríamos hacer en la próxima sesión, que el Oficial Mayor nos acompañe y nos ayude a presentarlo, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

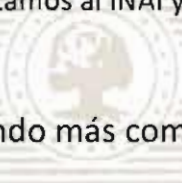


SAFETY

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario? Bueno, y felicitamos al INAI por esa iniciativa. Felicitamos al INAI y nos sumamos a la iniciativa del INAI.”

OAK-TREE



SAFETY

OAK-TREE

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

ACUERDO CNH.01.007/17

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

V.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

OAK-TREE



SAFETY

OAK-TREE

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 10:54 horas del día 27 de enero de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Primera Sesión Ordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

OAK-TREE



SAFETY

Órgano de Gobierno

Primera Sesión Ordinaria

27 de enero de 2017



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

OAK-TREE



SAFETY

OAK