



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:47 horas del día 17 de noviembre del año 2016, 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, 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 Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante el oficio número 220.2312/2016 de fecha 16 de noviembre 2016, 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

OAK-TREE



SAFETY

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución sobre el Programa de Trabajo y el Presupuesto 2017, presentados por ENI MÉXICO, S. DE R. L. DE C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.
- II.2 Modificación a las Bases de Licitación de la Primera Convocatoria de la Ronda 2.
- II.3 Modificación a las Bases de Licitación de la Segunda Convocatoria de la Ronda 2.
- II.4 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Kenora-1.
- II.5 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Huaycura-1001.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución sobre el Programa de Trabajo y el Presupuesto 2017, presentados por ENI MÉXICO, S. DE R. L. DE C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su calidad de Comisionado Ponente.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria

17 de noviembre de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Presidente, Comisionada, Comisionados, equipo de trabajo. Bueno, vamos a presentarles aquí la opinión técnica del programa de trabajo y del presupuesto para el año 2007 correspondiente al contrato... perdón, 2017, para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015, que es denominada área contractual número uno de la licitación dos, donde el contratista operador es ENI México S. de R.L de C.V.

Si van a la siguiente página por favor. Para ello, vamos a compartirles una presentación en la cual hablaremos un poco de los antecedentes. Rápidamente hablaremos de la metodología que estamos utilizando, que utilizamos, los resultados del análisis del programa del trabajo y del presupuesto para finalmente someter aquí a su consideración el resultado que nosotros encontramos.

En los antecedentes – rápidamente –, este fue un contrato que se firmó el 30 de noviembre de 2015. Dentro de las cláusulas del contrato estaba la presentación de su plan de evaluación. Recordemos que estas áreas ya tenían un pozo exploratorio, una reserva certificada, y lo que correspondía iniciar en este tipo de bloques era la evaluación del campo. Ellos presentaron su plan de evaluación, lo sometieron a aprobación de la Comisión, y en junio del 2016 nosotros se los aprobamos. En ese plan de evaluación presentaron su primer programa de trabajo y presupuesto y ahora de acuerdo también a las cláusulas del contrato tienen la obligación o tuvieron la obligación de presentar el 30 de septiembre la solicitud del presupuesto para el siguiente año con su correspondiente programa de trabajo. Y bueno, nos encontramos aquí en el 17 de noviembre presentándoles pues el análisis que se realizó.

Dentro de la opinión jurídica que nos apoyó el licenciado Marco de la Peña y su equipo, pues en términos generales nos dice que si tenemos la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

atribución para llevar a cabo estas opiniones y esta posible aprobación, pero también nos hizo una muy buena observación respecto a que este plan de evaluación de ENI fue observado cuando hicimos su aprobación del plan de evaluación respecto a las pruebas de alcance extendido. Que eran pruebas que no estaban dentro de los rangos de costos, que, de acuerdo con la metodología que utilizamos aquí con nuestras áreas técnicas, veíamos que estaban fuera y le solicitamos en aquella ocasión que nos vinieran a presentar ya con el ajuste correspondiente y ahorita veremos el resultado.

Entonces la opinión jurídica nos alertó sobre eso, pero además nos alertó sobre cláusulas del cumplimiento respecto al contrato, que es la 4.7 y a 14.5, que corresponden a que nos tienen que indicar en donde se van a disponer los hidrocarburos resultados de las pruebas y además el tipo o los subproductos que se generen que tiene que conservar el Estado. Entonces unas muy buenas observaciones en las cuales los equipos técnicos estuvimos trabajando para estar alerta y emitir esta opinión.

Este es un proceso rápido, no me voy a desgastar en estarles explicando todo el detalle, pero en base a la estrategia que tenemos de mapear y sistematizar los procesos de nuestro plan estratégico de aquí de la CNH, estamos ya trabajando con los equipos para ir mapeando los procesos sobre todo de estos tipos de ponencia, trabajos especiales que hacemos aquí en la Comisión y que son de acuerdo con nuestras atribuciones. Y ya los estamos mapeando/involucrando. En las reuniones de trabajo, aparte de ir viendo la componente técnica-económica-legal, vamos poniendo la parte de los procesos, la metodología, entregables, responsables, tiempos, etc. Entonces vamos trabajando en esto. Además estos procesos de cumplir con nuestra estrategia pues sirven de base para ir construyendo, irlos mejorando, conforme vayan cambiando los temas de ponencia en ponencia. Y también pues dentro de los equipos de trabajo se vaya transmitiendo el conocimiento a las demás personas que se vayan involucrando. Vete a la siguiente ya para entrar en materia.

Iniciaríamos con el análisis del programa de trabajo, posteriormente estaríamos viendo la parte económica y estaríamos emitiendo nuestra opinión. Para el programa de trabajo le pediría a Jonathan Belmares,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ingeniero de aquí de nuestra Comisión Nacional de Hidrocarburos, que presentara el análisis.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

DIRECTOR DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Bien, para presentar el análisis que se realizó respecto al programa de trabajo para el contratista ENI 2017, como ya bien lo mencionó el Comisionado Gaspar, se realizó un cronograma de actividades el cual de igual forma no vamos a entrar en detalles, sino simplemente se muestran las direcciones en las cuales intervinieron y se pudo dar cierta opinión respecto a este programa de trabajo.

Finalmente, bueno, el resultado lo vamos a ver ahorita a detalle y de manera general lo que se hizo desde el punto de vista técnico para las actividades se revisaron, tanto de las establecidas en el plan de evaluación así como su correspondencia con las que están presentadas para ese periodo y las actividades que ha realizado a la fecha.

Bien, en esta lámina pues nos dimos a la tarea de revisar y analizar cuáles son las actividades que lleva realizada el contratista para el periodo 2016, en el cual las actividades concluidas de acuerdo con lo reportado por el contratista reportan un avance del primero de septiembre al 30 de septiembre del 2016, en donde existe solamente una reprogramación en la parte del reprocesamiento sísmico, el cual estaba considerado para ese periodo, es decir, en el primer programa de trabajo.

Recordando que bueno, el área contractual está dividida en tres sectores, que es el sector Amoca, el sector Teocalli y Miztón. El sector Tecoalli está dividido en dos sectores, que es el A y el B. Y bueno, aquí lo que resalta es la parte del reprocesamiento sísmico, el cual será concluido hasta enero de 2017. Es decir, está considerado dentro de este programa de trabajo. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien. En esta lámina está representado el programa de trabajo para este periodo 2017 en donde ahí hacemos una nota que se presenta una reprogramación en las actividades, específicamente en la parte del reprocesamiento sísmico. Cabe señalar que hasta el día de hoy, bueno, las actividades que tenían programadas y que se han ejecutado para 2016 siguen siendo acordes y están... tienen una comparativa muy similar al plan de evaluación y a diversas actividades que se les aprobaron como tal. De aquí, bueno, como conclusión o algo que definimos fue que las tareas programadas tienen correspondencia con el plan de evaluación, no impactan los objetivos y alcances del mismo plan y el total de estas actividades se van a ejecutar dentro del periodo. La siguiente por favor.

Bien. Toda vez que se realizó la revisión de las actividades y que éstas cayeran dentro del periodo de evaluación, revisamos también la correspondencia y su validación en unidades de trabajo. Aquí en la gráfica que muestra la presentación, bueno, están establecidas las actividades definidas por el operador, tanto para el periodo 2017 las que se validaron en el dictamen del plan de evaluación y las que presentan en el contrato. Aquí como podemos ver, la actividad más fuerte y la principal se encuentra en este periodo 2017 en donde la perforación de los pozos es la actividad que más representa unidades de trabajo, generándose así un cumplimiento de 295,702 unidades de trabajo en el caso de realizarse la ejecución de todas las actividades.

Cabe señalar que hay un incremento respecto al contrato en un 14%, lo que sugiere que este programa de trabajo está perfectamente acotado a lo que se presentó en el plan de evaluación y lo que tienen aprobado, es decir, en la parte del plan vigente.

Bien. Como conclusiones de este análisis y de esa revisión y comparativa, podemos decir desde la parte técnica que con respecto al primer programa de trabajo, el plan de evaluación, se advierte que las actividades programadas hasta diciembre de 2016 la conclusión es que el reprocesamiento sísmico se extiende un mes, es decir a enero de 2017, y la contabilización de estas unidades de trabajo serán ejercidas o serán dadas en cuanto finalice esta actividad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las actividades a ejecutar en el periodo 2017 evidentemente resultan congruentes con las proyectadas en el plan de evaluación toda vez que serán concluidas dentro del primer periodo de evaluación previsto contractualmente. Las actividades de evaluación en el programa de trabajo representan 295,702 unidades de trabajo, lo cual es consistente y acorde con las actividades comprometidas en el Plan de Evaluación vigente. Adicionalmente representan un incremento del 14% respecto del total de las unidades comprometidas en el contrato.

Retomando un poco lo que comento el Comisionado... en cuanto a las pruebas de producción que se tienen programadas para los pozos, hay dos detalles ahí en donde aún no se tiene definido el punto de entrega al comercializador. Sin embargo nuestra opinión es que con relación a estas pruebas de producción el contratista declara que el punto de entrega al comercializador de los hidrocarburos que se obtengan durante cualquier prueba de producción aún no lo tienen definido. Y finalmente que la Dirección General de Dictámenes de Exploración hace la observación que el contratista deberá indicar a esta Comisión el volumen estimado de los subproductos y la forma en que estos serán recolectados, transportados, almacenados, desechados, procesados y/o comercializados. Todo esto basado en la cláusula 14.5 del contrato y 4.7 del contrato.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si me permites Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más una aclaración ahí con relación a las pruebas de producción y el punto en donde va a entregar los productos al comercializador. No lo ha definido. Se le hizo en la prevención que era necesario que lo definiera de acuerdo a las cláusulas del contrato, sin embargo la prueba, la primer prueba que se espera realizar sería hasta marzo del siguiente año. Todavía tienen oportunidad de ver con algún comercializador, seguramente puede ser con Petróleos Mexicanos, la manera en donde van a disponer los hidrocarburos, y señalarnos el punto en donde van a entregar. Entonces nosotros lo que estamos recomendando en la resolución es dejarlo como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una observación que por escrito nos indiquen este punto en el cual entregarían el producto.

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

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Pasaríamos ahora a revisar el presupuesto de costos presentados por el contratista ENI México. Respecto al presupuesto de costos, la parte que quisiéramos destacar del análisis que hacemos es que inicialmente tenemos que hacer una revisión de congruencia. En este caso, al tratarse de un presupuesto que ya está sujeto a un plan aprobado, tenemos que revisar que sea congruente con el plan, que sea congruente con el presupuesto ejercido hasta ahora y el que falta por ejercer en 2016 y que sea congruente con las actividades presentadas como parte del programa de trabajo para el año 2017. Posteriormente, una vez que determinamos que estas actividades se encuentran adecuadas respecto al plan y Al programa, verificamos que estén en precios de mercado a través de construir un rango de referencia de precios de mercado. Los resultados de estos dos análisis que se presentan a continuación.

Primero respecto a como se ve este presupuesto respecto a lo aprobado en el plan, recordemos que el plan es un plan de dos años que va del 30 de noviembre de 2015 al 30 de noviembre de 2017.

En el plan de dos años el contratista nos había presentado gastos por 245 millones, que es la suma de los 56 y los 189 millones que se presentan en la gráfica. Si quieres prestarme el mouse. En el programa de inversiones que se presentó en conjunto con el plan sumaba 245 millones. Lo que estamos marcando en azul es lo que correspondía al primer presupuesto, es decir, el primer año. En el primer año, que incluía una parte de 2015 y todo 2016, programaban gastar 56 millones. El presupuesto adecuado respecto a lo ejercido y respecto a lo que les falta por ejercer lo redujeron a 42 millones en este año.

Posteriormente presentamos lo que están programando para el 2017. Para el 2017 en el plan nos habían establecido un costo de 189 millones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ese costo en el presupuesto que nos están presentando ahora lo reducen a 177 millones. En total, el presupuesto inicial de 245 millones lo están reduciendo en 11%, de forma que terminan gastando 219 millones, que es la suma de estas dos cantidades, presentando eficiencias en costos de 11%. Esto respecto a cómo se ve comparado con el plan de evaluación y con las inversiones originalmente aprobadas.

Ahora vamos a revisar qué es lo que se está aprobando en este momento. En este momento estamos aprobando el componente de 2017, el componente que marcábamos como de 177 millones anteriormente. Le puedo regresar la lámina.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuál es la Unidad, Directora? En la otra lámina.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Este componente. Estos son dólares. Son 177 millones 206 mil 941 dólares, que se reparte en las siguientes sub actividades. Perforación de pozos es la más importante que incluye la perforación de los cuatro pozos perforados. Hay una parte de la perforación de pozos que se ejecuta ya en este año en 2016, el resto está aquí. Y pruebas de producción es la segunda sub actividad más importante.

Para recordar un poco lo que ya mencionó el Comisionado Ponente, en el caso del programa de inversiones, las pruebas de producción presentaban un gasto que inicialmente se salía de rango. Ahorita vamos a presentar como se ve las nuevas cifras de las pruebas de producción presentadas por el contratista.

Entonces, respecto a los rangos de mercado de cada sub actividad, observamos que para todos los gastos lo presentado por el contratista se encuentra en rango. En particular, la sub actividad que había tenido una observación (que es la de pruebas de producción) se redujo a 27 millones, de forma que ya entra en el rango de 22 a 29 millones que se había establecido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Cuando originalmente aprobamos el plan, este rubro en general no lo aprobamos, el de pruebas de producción...

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No lo aprobamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No lo aprobamos porque estaba fuera de rango.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora ya para el próximo año donde se iniciaría esta actividad, ya el presupuesto que nos presentan ya está en rango de precios de mercado.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Y con esto, con este ajuste, y un ajuste también importante que hicieron en la perforación de pozos, eficientaron sus costos en perforación. El presupuesto, este que se muestra aquí de 177 millones, se muestra en rangos de precios de mercado.

Para dar un poquito más de contexto, estas pruebas de producción inicialmente las tenían en 38 millones, las están reduciendo en 11 millones. El detalle de estas reducciones está en el dictamen. Hay una tabla que resume qué es lo que se reduce en cada sub actividad.

Por tanto, respecto a la opinión económica de este presupuesto de costos, podemos determinar que la sub actividad de pruebas de producción, señalada como una observación en la aprobación del plan, se observa que hubo un esfuerzo por parte del contratista por hacer una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

eficiencia en costos en esta sub actividad de forma que ahora lo ponen en rango de precios de mercado.

Dentro del proceso de aprobación, se verificó también la congruencia con las actividades programadas en el año, en el programa de evaluación y en el plan de los dos años de trabajo. Y por último, el costo de las sub actividades programadas en general, el total, se encuentra en rango de precios de mercado. Esa sería la opinión por parte del equipo económico.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Presidente que aquí se demuestra la eficiencia en la programación de inversiones, en la permanencia de actividades, salvo esta que se desfasa un mes, todo está alineado al plan de evaluación que se aprobó hace unos meses por parte de este Órgano de Gobierno. Nosotros queremos, derivado de este análisis, poner en consideración que de la información técnica y económica presentada por la compañía ENI México, emitir una opinión favorable respecto a su programa de trabajo y respecto a su presupuesto 2017 que nos presenta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Gaspar. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Recordar que esto es un contrato de licencia...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Producción compartida.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-...perdón, perdón, perdón, producción compartida. Por lo cual el operador tiene la posibilidad de recuperar costos a partir de la producción de los hidrocarburos que pueda llegar a producir del área actual. Cuando se dio hace algunos meses el aval, nos solicitaron aprobar el plan de evaluación, se hizo un comentario que quiero volver a recordar aquí. Se dijo que el presupuesto que habían planteado era como un tope máximo, pero que seguramente los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operadores aunque fuera un contrato de producción compartida iban a buscar reducir costos porque eso tiene un efecto financiero para ellos. Y bueno, yo me alegro mucho que estamos observando que del plan de evaluación al plan, al programa que desarrollan en este año o que van a desarrollar el año que viene, tienen una reducción de 10.6% que es importante. Entonces, esto avala esta postura de que los operadores van a estar buscando eficiencias. Y bueno, quería enfatizar este punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo dos preguntas. La primera tiene que ver con las unidades de trabajo que nos presentaban. Nos dicen que está de acuerdo a lo programado, a la parte de las unidades de trabajo que nos están proponiendo para este año. Sin embargo, hay una actividad que tiene que ver con el reprocesamiento sísmico que entiendo que no fue contabilizada el año pasado y va a ser contabilizada para este 2017. En qué otras... o sea en qué partes, actividades o tareas fueron las que tuvieron menores unidades de trabajo para poder hacer el equilibrio para este año.

DIRECTOR DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Bien. Respecto a las unidades de trabajo referidas en el plan para el periodo 2016 solamente tenían unidades de trabajo la parte del reprocesamiento sísmico que correspondían a 202 unidades de trabajo. Era la única contabilización que se pretendía hacer para 2016. Sin embargo, ahorita con ese desfase de un mes que está programado para enero, esas unidades de trabajo se van a contabilizar hasta su momento, que es en 2017.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, es lo que yo decía. Pero dado que lo que dicen es de que es exactamente igual a la propuesta que nos habían hecho en cuanto a unidades de trabajo para el 2017 – cuanto menos eso es lo que entendí –, ¿en qué actividades fueron las que disminuyeron la actividad, las unidades de trabajo para el 2017 para hacer el equilibrio?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Bien. De hecho, bueno, ahí en la gráfica que se muestra de las unidades de trabajo que establecieron en el dictamen del plan de evaluación, efectivamente, pues son las mismas del periodo 2017. Aquí no hay disminución en ninguna actividad, simplemente el número que aparece ahí en el dictamen es el total de las dos. Es el total, es considerando el primer programa de trabajo y considerando el periodo 2017 como tal. Nada más, a lo mejor cabría hacer la diferencia que respecto al dictamen y al periodo 2017 sería restarle esas 202 unidades de trabajo, que serían las que se iban a contabilizar en este periodo nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Presidente, talvez para explicar un poquito. En el contrato, en el área contractual, teníamos lo que se muestra ahí a la izquierda, que son 200, me ayudan por favor. El lado izquierdo, lo que teníamos en el contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 259,300.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 259,000. Cuando nos presentaron el plan de evaluación en este año y que le aprobamos en junio, las unidades de trabajo fueron ese total.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, 295,702.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Donde 202 eran de la sísmica que querían acabar en diciembre de este año. Entonces, lo que en sí era la diferencia era sin esas 202. Lo que está metiendo aquí el equipo es que en el periodo 2017 va a hacer todas las unidades. Esas 202 que tenían 2016 ya no porque se atrasó esa actividad, eso es lo único.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es decir, aquí está considerado el periodo 2016 más el 2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En el de en medio, sí. En el del lado derecho no porque se desfaso esa actividad y ahí van a meter todo. O sea, lo que tenían de unidades para hacer en dos años, la van a hacer en uno. Cuando la iban a hacer en dos años nada más había 202 unidades que estaban en 2016.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Porque el rubro de la mitad, el rubro de en medio es del dictamen del plan. Y el plan si abarca ambos años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Después me explican. Y otro punto es respecto a los pozos que se van a perforar. Los dos pozos que se van... creo que son cuatro pozos – que se van a perforar. Ellos nos habían comentado en el plan de evaluación de que se estarían localizando de acuerdo a los resultados que se obtuvieran en el primer año. ¿Hubo algún comentario respecto a la modificación de esos pozos en cuanto a su ubicación?

DIRECTOR DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- De hecho ahorita nada más está el comentario respecto al pozo Amoca-2, el cual ya fue aprobado el 20 de octubre. Cabe señalar que ahí solamente hasta ahorita de las actividades que se han reportado que tienen de reprocesamiento sísmico ya cuentan con el resultado de ese reprocesamiento, el PSTM. Entonces con eso, la localización quedó exactamente en la misma ubicación, no hubo alguna variación. Entonces está acorde con lo que presentaron en el plan como tal. Ya en su momento para la siguiente perforación del pozo, que sería creo que es Amoca-3, ahí sí ya, bueno, en su momento se verá. Pero por ahorita nada más tenemos lo que es de Amoca-2.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿en el programa no nos indican algún cambio?

DIRECTOR DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- No. Hasta ahorita no, ninguno doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Bien, ¿algún otro comentario? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, gracias Presidente. Revisando la resolución quisiera hacer una solicitud de modificación al resolutivo número dos, al segundo. Dice, "se aprueba el programa de trabajo presentado por el contratista". Yo pediría que pusiéramos, "se aprueba el programa de trabajo presentado por el contratista (anexo uno de la presente resolución)", que es realmente lo que estamos aprobando, el programa de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, ¿les parece bien? Muy bien. Gracias Comisionado Acosta. Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario. De acuerdo a la información que nos entregaron, las unidades de trabajo iban a ser 14% superiores al contrato y los costos van a ser 6% inferiores. Entonces en realidad si sumamos 14 y 6 nos da aproximadamente un 20% de mejora. Entonces, esto es muy importante no solamente porque desde el punto de vista de ingresos para el Estado mexicano se aumenta, sino también hay un aprendizaje ahí.

Entonces yo quisiera preguntarle: ¿Dónde está el aprendizaje? ¿Qué aprendimos de esto? ¿Dónde están los grandes ahorros que vamos a ir incorporando al ir pasando el tiempo? O sea, 20% para mí es muy significativo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Quieres... Yo puedo empezar a contestar algo. El ajuste, tenemos los detalles a nivel tarea. Pero los ajustes principales como mencionaba la Directora General de Estadística fueron en las pruebas de alcance extendido, hubo una optimización ahí, y en la actividad de perforación de pozos, que son los rubros más grandes que tenemos ahí.

El tema a lo mejor de las unidades de trabajo es que nosotros en el contrato dijimos un trabajo mínimo y ellos en sus propuestas ganaron duplicando por ejemplo la cantidad de pozos con pruebas de alcance



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extendido asociadas. Cada pozo trae 45,000 unidades, cada prueba de alcance extendido trae 15,000, entonces ellos apostaron 120,000 más unidades. Más los registros que pueden tomar, los PVT, los núcleos, que todo eso de acuerdo al anexo seis del contrato viene estipulado cómo se cuantifican esas unidades de trabajo. Y si no se llegan a cumplir pues se tienen que pagar de acuerdo al precio de hidrocarburos.

Entonces, en la suma de actividades, digamos, si fue la eficiencia en decir, "voy a hacer más trabajo porque me va a ayudar a evaluar". Pero además está esto que usted recalca del 6%, es no más en 2017, pero ya hubo un beneficio en 2016. Entonces en el global en los dos años es un beneficio o una optimización de costos de 11%, una ya puesta o ya realizada y otra que está por realizarse.

Entonces, esos son los dos principales rubros, pero la Directora General si nos puede dar un poco más de detalle para que también se vea. Debe ser un ejemplo para los siguientes operadores que vengán a presentar su presupuesto de que sí se pueden eficientar las actividades, porque además les conviene a ellos dado que esto va sobre una utilidad operativa. Y el reconocimiento de costos debe ser de acuerdo a las actividades técnicas que si requiere el área y ya estamos viendo que hay un operador que está optimizando inversiones y eso debe ser un reto, una motivación, una competencia, para los siguientes operadores.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Directora.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De acuerdo Comisionado. Nada más para dar más detalle de cuáles fueron las reducciones, como mencionó el Comisionado, las pruebas de producción bajaron en 29% su costo, de 38.9 millones a 27.6. Esta reducción el contratista explicaba que era por ahorros en el equipamiento y en la logística y la reducción de los tiempos también.

En caso de la perforación de pozos, ellos están programando perforar cuatro pozos. Inicialmente habían considerado un gasto de 166.9 millones de dólares en cuatro pozos. Ahorita, con los ajustes que se están haciendo, están reduciendo ese gasto en 13% a 144.9 millones de dólares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y esta reducción principalmente en uno de los pozos, en Tecoalli-1, de 13 millones. Nos explicaron que era por reducción en los tiempos de perforación y en los tiempos de terminación. En total están reduciendo en esos dos conceptos un poco más de 33 millones de dólares, en concepto de perforación y de pruebas de producción.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahora, yo no sé si pudiéramos nosotros como una tarea nuestra de ir como documentando casos de éxito. Porque todo eso es repetible, decir "oye, si ellos pudieron hacerlo por x o y, quizá es también una oportunidad para ti". O sea...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Estoy totalmente de acuerdo doctor. Yo había pedido que fuéramos armando la estadística, como el benchmarking Mexicano, pero yo creo que sí hay que sumarle estas explicaciones que le estamos dando ahorita a usted para que sea una base de datos que nosotros tengamos por qué subió, por qué bajó.

Lo que sí tenemos que tener en cuenta es que ahorita por el precio de los hidrocarburos los servicios son más bajos. Pero bueno, eso ojala y los operadores sigan pues encontrando condiciones adecuadas para poder hacer actividades. Pero si, muy bien, es ir guardando el conocimiento de todo esto que hemos estado viendo y lo sumamos – ¿no? – Adamelia lo que nos comenta el doctor Moreira.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De acuerdo. De hecho estamos documentando cuál ha sido el seguimiento de estos presupuestos y vamos a también tener ahí la documentación de cómo cierra y de cómo se ejecuta.

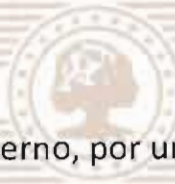
COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora, gracias Comisionado. Colegas, ¿alguna otra observación? Secretaría Ejecutiva, por favor damos lectura a la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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

RESOLUCIÓN CNH.E.65.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo y Presupuesto 2017, presentados por el contratista ENI México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

ACUERDO CNH.E.65.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 9.1, 9.2, 9.4, 10.1 y 10.2 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo para el período 2017 y el Presupuesto 2017 asociado al programa de Trabajo, presentados por ENI MÉXICO, S. de R.L. de C.V. en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

"COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Me faltó nada más agradecer al equipo técnico por su trabajo, su esfuerzo, su paciencia, para sacar adelante este tema, muchas gracias.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria

17 de noviembre de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Muy bien, adelante con los temas que siguen. Secretaria Ejecutiva, por favor.”

II.2 Modificación a las Bases de Licitación de la Primera Convocatoria de la Ronda 2.

II.3 Modificación a las Bases de Licitación de la Segunda Convocatoria de la Ronda 2.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva manifestó que con el propósito de eficientar la exposición, proponía que los dos temas se expusieran de manera conjunta. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

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.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Con su permiso señor Comisionado Presidente, señores Comisionados. En los dos siguientes puntos se pone a consideración de este Órgano de Gobierno una propuesta para modificar las fechas del calendario establecido para la licitación de la Ronda 2.2, manteniendo la fecha del evento de presentación y apertura de propuestas, que es...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ronda 2.1.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- 2.1 perdón, 2.1, mis disculpas, manteniendo la fecha del acto de presentación y apertura de propuestas el 22 de marzo de 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 2.1 nada más como referencia de todos colegas es la licitación de exploración y en su caso producción de aguas someras.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- De aguas someras efectivamente. También se presenta en este punto algunas actualizaciones al modelo de contrato de exploración y extracción bajo la modalidad de producción compartida conforme a los lineamientos que fueron recibidos por esta Comisión de parte de la Secretaría de Energía.

En el siguiente punto también se expondrá y se pondrá a consideración una propuesta de modificación a las fechas establecidas en el calendario de la licitación 2.2, que fue la licitación para la exploración y extracción en campos terrestres bajo la modalidad de licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- De forma tal que la presentación y apertura de propuestas sea el 12 de julio junto con la Ronda 2.3. Y al igual que en el caso anterior, también se aprovechó por parte de la Secretaría de Energía para ajustar el modelo de contrato conforme se había ajustado ya como ustedes lo vieron para la Ronda 1.4.

Para tal fin, el licenciado Martín Álvarez, Director General de Licitaciones, nos dará cuenta de las precisiones en las fechas y en los ajustes al modelo de contrato.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias, buenos días Comisionados. Con relación a las bases de licitación de la primera convocatoria de la Ronda Dos CNH-R02-L01/2016 pongo a su consideración la modificación de algunas fechas del calendario – como ya se mencionó – manteniendo la fecha de presentación de propuestas el 22 de marzo. Esto es con el propósito de dar un poco más de tiempo a los interesados en analizar la información y el tema de presentar la documentación de precalificación.

La propuesta es la siguiente: Publicación de bases actualizadas y versión final se propone que sea el 22 de febrero del 2017. El periodo para solicitar acceso a la información del cuarto de datos y realizar el pago correspondiente cerrar el 11 de enero del 2017. Periodo para pagar inscripción se propone que sea el 13 de enero. Recepción de documentos de precalificación se propone que sea del 23 de enero al 27 de enero del 2017. Revisión de documentos de precalificación del 30 de enero al 3 de marzo de 2017. Publicación de lista de precalificados el 7 de marzo. Límite para solicitar autorización de la convocante para modificar la estructura de licitante que se haya autorizado, 10 de marzo. Y límite para resolver la autorización respecto a la modificación de estructura 16 de marzo del 2017. Esos son en cuanto a las propuestas del calendario.

También vamos a llevar a cabo unas precisiones en la parte de los requisitos de capacidad técnica y financiera. Vamos a precisar puntualmente qué documentos se pueden acreditar con otras licitaciones que algún interesado ya hubiera presentado a esta Comisión. Y también vamos a hacer una precisión en las bases, se va a precisar que concluido el periodo para inscribirse en la licitación, ya no se podrán realizar modificaciones sustanciales a las bases de la licitación. Eso es en cuanto a las bases de la licitación.

Como ya se mencionaba, la Secretaría de Energía nos hizo llegar unas modificaciones al modelo de contrato y que estas modificaciones son mejoras que ya se aplicaron en otros contratos de exploración y extracción de otros procesos que se encuentran en curso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las precisiones son: En garantía corporativa se realizaron algunos ajustes a la forma de presentar la garantía corporativa en caso de que no sea la casa matriz. En la garantía de cumplimiento se realizan también unos ajustes en la forma de transferir los recursos al Fondo Mexicano del Petróleo en caso que fuera necesario y también se precisa que la garantía de cumplimiento y la corporativa deberán entregarse previo a la firma del contrato. En transición se realizan algunas precisiones ya indicando el procedimiento en la etapa de transición final y el plazo para la liberación de las garantías corporativas una vez emitida la constancia de cumplimiento por parte del contratista.

En materia de seguros se hicieron algunas precisiones, permitiendo también de acuerdo a la normatividad que puedan presentar algunos instrumentos financieros. En materia de confidencialidad se realizan algunos ajustes para dar mayor claridad de los alcances de la misma. En tema de accidente grave se establece como característica del accidente grave que el daño a las instalaciones impida al contratista llevar a cabo las actividades petroleras durante un periodo mayor a los 90 días.

Y al modelo de garantía de cumplimiento, siguiendo la modificación a la cláusula de garantía de cumplimiento, se hacen unas modificaciones al formato correspondiente. Esas son pues las modificaciones que se proponen a las bases de la licitación de la licitación CNH-R02-L01/2016.

Ahora bien, también se somete a su consideración modificación a las bases de la licitación de la segunda convocatoria CNH-R02-L02/2016. Aquí, como ya se mencionó en las bases de la licitación del calendario, se propone que esta licitación se empate con la licitación CNH-R02-L03/2016. Es decir, aquí movemos...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En ambas licitaciones costa adentro en tierra, en las mismas regiones.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En las mismas regiones, son áreas contractuales terrestres en las mismas regiones y se propone que el calendario se empate con la 2.3 para tener el acto de presentación y apertura de propuestas el 12 de julio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Si me permiten, rápidamente les doy las fechas como quedarían. Publicación de bases actualizadas y versión final 14 de junio de 2017. Periodo para solicitar acceso al cuarto de datos es cerrar el 15 de marzo de 2017. Periodo para realizar visitas a las áreas contractuales de 15 de marzo al 9 de junio del 2017. Las etapas de aclaraciones se modifican todas, se llevan al 3 de marzo, 21 de marzo y 14 de junio del 2017. Periodo para inscribirse en la licitación cerraríamos al 17 de marzo del 2017. Recepción de documentos de precalificación del 28 de marzo al 31 de marzo del 2017.

Periodo para llevar a cabo la precalificación del 4 de abril al 9 de junio del 2017. Lista de precalificados 14 de junio. Límite para solicitar autorización de la convocante para modificar la estructura 21 de junio. Límite para resolver sobre la autorización respecto a modificaciones de la estructura 5 de julio, teniendo el acto de presentación el 12 de julio y el fallo el 14 de julio.

De igual forma vamos a hacer unas precisiones de los requisitos que se puedan acreditar con otras licitaciones que algún interesado ya haya participado y también se hace la precisión de que concluido el periodo para inscribirse en la licitación no se podrán realizar modificaciones sustanciales a las bases.

Igualmente la Secretaría de Energía nos hizo llegar algunas modificaciones de mejora que ya se aplicaron en otros procesos, que son las que les acabo de mencionar, son exactamente las mismas. Estas son las modificaciones que se ponen a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se me hace muy positivo lo que están presentando, sin embargo me queda una duda. Dice, "no podrán realizarse ajustes sustanciales". ¿En qué parte aparece la definición de sustancial?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Digamos, no aparece en ningún lado, pero un cambio sustancial puede ser que se modifique alguna regla que limite la participación de algún interesado que no hubiera quedado inscrito en el periodo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que valdría la pena tener esa definición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, yo quisiera darle la palabra al Comisionado Acosta porque fue creo en la sesión pasada que trajimos este tema precisamente por iniciativa del Comisionado Acosta. Él nos podrá explicar mejor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Efectivamente. Con el propósito de que esto no quede sin una definición, lo que hicimos en la modificación, de las últimas modificaciones que hicimos a las bases de la 2.3, establecimos que el cambio sustancial será calificado por el Órgano de Gobierno. O sea, es el Órgano de Gobierno el que determinaría si el cambio es sustancial o no es sustancial en base a los principios que establecen las bases que regulan las licitaciones que emitió este propio Órgano de Gobierno y que establecen que se deben de respetar principios de competencia, de economía, de participación, de igualdad en fin. Son principios que regulan todas las licitaciones en materia de contrataciones públicas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me gustó la definición original, con todo lo que se puso. Pero así como regla está muy clara. Si un cambio, cambia la participación de una empresa es por definición sustancial sujeto a la interpretación del Órgano de Gobierno. Pero como principio es eso, tú no puedes cambiar algo que altere la participación o la decisión de participar de una empresa.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De acuerdo.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas,
¿algún otro comentario? Bien, Secretaria Ejecutiva.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó los siguientes acuerdos:

ACUERDO CNH.E.65.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos en que fueron enviadas a los Comisionados para la sesión, las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L01/2016 de la Primera Convocatoria de la Ronda 2.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

ACUERDO CNH.E.65.003/16

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que fueron enviadas a los Comisionados para la sesión, las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L02/2016 de la Segunda Convocatoria de la Ronda 2.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

II.4 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Kenora-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Acosta Félix, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado Héctor Acosta, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, ustedes recordaran que en la sesión del pasado lunes hicimos la aprobación de los planes de exploración modificados a un grupo de asignaciones, las cuales a su vez se había hecho un recorte en cuanto a su extensión territorial. Entonces, precisamente una de esas asignaciones que modificamos fue la AE-0059-M-Mezcalapa-09 y respecto de esa asignación se nos presenta el día de hoy un proyecto para aprobación de uno de los pozos que se encontraban localizados en esta asignación.

Como antecedente les puedo comentar que se trata de un polígono que originalmente era regular...rectangular, se encuentra ubicado en el Estado de Tabasco y tiene como característica que se trata de una asignación mixta, es decir, tiene un espacio tanto en parte terrestre como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en parte marítima. Este rectángulo de área contractual, perdón, de asignación, constaba de 976 km cuadrados.

Con la modificación que se hizo al título de asignación en noviembre de 2015 quedó prácticamente en un 50% y dividido en dos polígonos. Uno que sigue teniendo una composición mixta de parte terrestre y marítima en aguas someras de las costas del Estado de Tabasco y otro en la parte Sur de este mismo polígono que es exclusivamente con características terrestres.

Como les comento, se disminuyó un 50% el espacio territorial de la asignación y originalmente se tenían previstos dos pozos, dos prospectos, que se encontraban denominados en proyecto como Potot-1 y Canemi-1. Estos prospectos quedaron al final dentro del área que fue recortada, entonces pues obviamente por esas mismas razones ya no se pueden llevar a cabo.

Por cierto, les informo que el recorte se debió a la presencia de áreas naturales protegidas y de densidad poblacional alta y por eso la Secretaría de Energía con la opinión de esta Comisión decidió el recorte de la asignación.

Al hacer este recorte – estos dos prospectos que menciono quedaban en esas áreas – y lo que hace Petróleos Mexicanos en su nuevo plan de exploración modificado es presentarnos un nuevo pozo que se le denomina Kenora-1, el cual se perforará obviamente dentro de los polígonos que forman parte del área de asignación.

Para conocer los detalles desde el punto de vista técnico, le pediría si nos puede auxiliar el ingeniero José Antonio Alcántara, nuestro Director General de Autorizaciones de Exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto Comisionado. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No sé si antes el Jefe de Unidad, el doctor Monroy quiere señalar algo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. En cuanto a estos pozos Kenora-1 y el otro que vamos a ver Huaycura-1001 están situados en áreas donde están ya campos productores de PEMEX. Entonces, estratégicamente para PEMEX, seguir desarrollando esta área es excelente. El pozo Kenora-1 que vamos a ver a continuación tiene un objetivo, el Cretácico, ya tenemos...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, querido doctor, disculpe Usted, su micrófono no estaba encendido. Por favor, inicie nuevamente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Les comentaba que este pozo Kenora-1 y también el Huaycura-1001 están en un área estratégica para PEMEX debido a que hay campos ya productores. El campo Sen, que tiene una historia de producción ya bastante larga, y el campo Terra.

Entonces estos pozos desde el punto de vista de búsqueda de yacimientos tanto en el Cretácico como el Kenora-1 como en el Cretácico y Jurásico de Huaycura-1001 van a desarrollar, a explorar y después a desarrollar obviamente, estos yacimientos de un aceite bastante bueno. Es aceite ligero y súper ligero como lo vamos a ver. Desde el punto de vista estratégico yo creo que debemos de tomar en cuenta que para PEMEX es muy importante.

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

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con su venia Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. La localización Kenora-1 está planeada para perforarse con el objetivo de evaluar un recurso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prospectivo estimado en 48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Está ubicado – como mencionaba el Titular de la Unidad – entre los campos Sen y Terra, en un área de gran importancia y producción de hidrocarburos para México, con una reserva original probada de 2,254 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aceite ligero y una producción acumulada de 532 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Dada la infraestructura existente, de resultar exitoso el prospecto exploratorio, permitiría incrementar la producción de hidrocarburos en el corto plazo. Éste está ubicado, esta localización, en el estado de Tabasco, a 13 kilómetros al noreste de Nacajuca, Tabasco; a 5 kilómetros al suroeste del pozo Terra-1; a 980 metros al oeste del pozo Menta-1 y a 20 metros al noreste del pozo Kali-1. Esa es la parte, ahí en el pozo Kali, está muy cercano a 7 kilómetros y el pozo Menta que mencionaba. El pozo Terra en la parte de abajo a 5 kilómetros y a 980 metros del pozo Menta.

Ese pozo Kenora-1 tiene un número de asignación otorgado denominado como AE-0059-M-Mezcalapa-09 dentro del proyecto de inversión Comalcalco, dentro del activo de exploración Áreas Terrestres.

Los objetivos geológicos que pretende están en el Cretácico en un intervalo señalado de 4,480 a 4,820 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero de 41 grados API y el programa de perforación y terminación del pozo se establece: la perforación para dar inicio el 9 de diciembre de 2016 y terminar el 18 de abril de 2017. Y la terminación del pozo está fijada para iniciarla el 19 de abril de 2017 y terminarla el 18 de mayo de 2017.

Dentro de las principales características del equipo de perforación que se va a utilizar es que tiene una potencia de 2,000 caballos con conexiones superficiales para 10,000 libras y una capacidad para perforar de 6,500 metros. La columna geológica programada va del Reciente al Cretácico, que está fijada a una profundidad total de 4,820 metros verticales bajo mesa rotaria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental, está respaldado por la autorización definida para el Proyecto Delta Grijalva. Los costos de perforación y terminación para este pozo se estiman en 312 millones para la perforación, 42 millones para la terminación, con un total de 354 millones para la perforación de este pozo.

Dentro de la estrategia y objetivo que este pozo presenta, es incorporar reservas de hidrocarburos en los carbonatos del Cretácico, con 48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reserva a incorporar, con una probabilidad de éxito geológico del 36% y una probabilidad de éxito comercial estimado también de 36%.

La clasificación del pozo es una nueva acumulación. El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero. La presión esperada en este pozo a nivel de yacimiento es de 8,391 libras y en el cabezal a 6,802 libras. La temperatura del objetivo geológico es a 143 grados centígrados. El tipo de pozo va a ser direccional. La profundidad programada total, como mencionaba, 4,820 metros verticales bajo mesa rotaria o 5,828 metros desarrollados bajo mesa rotaria.

Se pretende con este pozo incorporar reservas... perdón. La estructura geológica establecida es un anticlinal asimétrico orientado noroeste-sureste, limitada al este-oeste por fallas inversas y limitada al norte y sur por buzamiento en las capas y la trampa es de tipo estructural. Aquí nosotros podemos ver precisamente en la parte derecha de la gráfica donde está el pozo Kenora y en la parte de arriba el pozo Kali con la descripción descrita en el aspecto geológico.

Dentro de los elementos de evaluación considerados para el análisis de este pozo es que inicialmente se revisó que cumpliera con los objetivos de los lineamientos establecidos y por lo tanto presentó una solicitud de autorización para la perforación en tiempo y forma con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación, que como se mencionó están fijado para el 9 de diciembre de este año.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dispone de la asignación vigente y Kenora-1 sería el primero de dos pozos establecidos en el compromiso mínimo de trabajo de dicha asignación para el periodo 2015-2017. Y cuenta con una autorización en materia de impacto y riesgo ambiental.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, perdón.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Nada más quisiera hacer una pequeña precisión en cuanto al número de pozo ahí en el renglón, en el bullet número tres. Se dice ahí que son dos pozos los que se encuentran autorizados en el plan de exploración y es uno nada más, es el único. Kenora sustituye a los dos que originalmente estaban en el plan previo a la modificación del plan exploratorio.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Fue la modificación de hace dos días.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De antier.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- De ayer. Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado por la precisión.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muy amable gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias. La información de soporte presentada sustenta la decisión de llevar a cabo la perforación del pozo Kenora en el sitio propuesto definido por sus coordenadas. La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información geológica y geofísica obtenida de la perforación del pozo Kali da certeza de encontrar las facies pronosticadas para el objetivo geológico del Cretácico. Es el pozo que mencionábamos que estaba a 7 kilómetros.

Justifica la estrategia de perforar perpendicularmente a la dirección preferencial de la red de fracturas conductivas asociadas a la tectónica salina, identificada en el área por los campos productores Terra y Sen. Dados los argumentos técnicos que sustentan la definición de la trampa hacia el bloque oeste, de ser exitoso se proporcionará información de la potencialidad de tener acumulaciones de hidrocarburos en bloques que se identifiquen dentro de la continuidad estructural del campo Terra, productor en rocas carbonatadas del Cretácico, objetivo de la localización Kenora-1.

La información disponible utilizada para los modelos sedimentarios da evidencia de que en la localización Kenora-1 se esperan facies fracturadas del Cretácico, asociadas a la tectónica salina identificada en el área, condiciones confirmadas por los campos productores Terra y Sen, entre los más cercanos.

Estableció facies sísmicas y correlaciones estratigráficas con pozos cercanos que confirmaron la presencia de los elementos estratigráficos y estructurales clave, de manera que no representan riesgos potenciales a la perforación del pozo. A partir del análisis de los elementos que integran el sistema petrolero, se sustenta la ocurrencia de una probable acumulación de hidrocarburos dado que su funcionamiento se confirma con los resultados obtenidos de la perforación del pozo Kali y la presencia de numerosos campos productores de aceites ligeros en esta área.

Se integraron, analizaron y se utilizó la información de pozos análogos desde el punto de vista geológico, petrofísico, sísmico, geo mecánico y de eventos de perforación a fin de establecer una prognosis con menor incertidumbre de las condiciones esperadas durante la perforación del pozo.

Se presentó en el diseño opciones de atención a contingencias a fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la perforación. Se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

consideraron criterios y factores de seguridad estándar para la perforación de pozos, acordes con la normatividad interna de la compañía. Perforará Kenora-1 desde la pera del pozo Kali-1, ubicado a una distancia entre conductores de más menos 20 metros, considerando el análisis de anticolisión y control direccional correspondiente.

Para la ejecución del pozo se están considerando materiales y herramientas acorde con las prácticas estándar en la industria, así como los fluidos de perforación, barrenas y cementos se consideran adecuados para el desarrollo de este pozo.

En lo referente a la terminación, el lavado programado del pozo prevé la limpieza del mismo para prevenir el daño a la formación y evaluar el potencial productivo reduciendo la posibilidad de interferencia de elementos externos. Asimismo, la técnica de disparo no será utilizada ya que la terminación se efectuará en Liner ranurado. O sea, en agujero descubierto.

El aparejo de producción es adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador para aislar los intervalos a probar, así como en lo que respecta a instrumentos de medición y dispositivos de muestreo, por lo que se considera que se obtendrán las variables necesarias para evaluar el potencial productivo de la formación.

Con respecto a los esfuerzos a los que estará sometido durante las diferentes operaciones de la vida productiva del pozo, estos se encuentran dentro del envoltente de esfuerzos tanto en la conexión como en la tubería, propiciando mantener la integridad del pozo. El taponamiento, temporal o definitivo, considera obturar los intervalos probados y establece longitudes de cada tapón con cobertura suficiente en cada TR dentro de las secciones críticas de la misma.

Después de haber manifestado esta serie de análisis de la documentación, se consideró que los elementos de evaluación descritos en cuanto a los eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales, pues no impiden de ninguna manera desarrollar el pozo Kenora-1 presentado ante este Órgano de Gobierno.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas, doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más tengo una pregunta. El caso de este pozo está muy cercano como análogo el campo Terra. Y Terra en su desarrollo inclusive tuvo algún problema de alta presión en su columna. En este caso a mí me llama la atención de que pues las presiones que se están calculando son presiones en realidad bajas en el contexto estructural que se encuentra. En esta parte, ¿cuál sería la explicación? Dado que según lo que nos comentan está a casi 4 kilómetros del campo Terra.

OAK-T

OAK-TREE

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Del campo Terra, permítame un segundo por favor Comisionada...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 3.8 kilómetros.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Así es. Pasamos una por favor Gustavo. Una más. Ahí. Aquí nosotros precisamente estamos viendo que Kenora está en esta parte de acá y todo el desarrollo de los campos Terra está en esta zona. Entonces, primero, la diferencia en distancia y condiciones estructurales no definieron las mismas condiciones que lo observado para Kenora-1. Incluso en el mismo pozo Kali no se observaron, está a 7 kilómetros, que es el más cercano, está...

FETY

OAK-TREE

SAFETY

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El más cercano es Terra delimitador.

OAK-T

SAFETY

OAK-TREE

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Quisiera hacer una aclaración. El pozo Kali está en la misma estructura. De hecho de ahí va a salir, de la pera de Kali va a salir hacia el sureste el pozo Kenora-1. Es decir, conociendo toda la columna

FETY

OAK-TREE

SAFETY



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del terciario, aparte la cima del Mesozoico, entonces sí hay una desviación. El pozo va a ir desviado, pero conocen ya completamente la columna.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Cuando nos platicaron acerca de la ubicación, se comentó que estaba a 3.8 kilómetros del pozo Terra, a 980 metros del pozo Menta, a 20 metros del pozo Kali. Cuando hablamos de esa ubicación, es una ubicación superficial. Realmente está a 20 metros del pozo Kali en la superficie, pero en el fondo va a estar a 1,000 metros de distancia del pozo Kali.

Y efectivamente, como dice el doctor Monroy, el Kali-1 ya permitió identificar cuáles son las condiciones de presiones y temperaturas en esa área. El pozo Kenora-1 va a ir como a 4,000 metros verticales y después se desvía. Entonces una buena parte ya de la columna geológica se conoce. Pero también por otro lado en la lámina que se presentó hace rato, en donde se veían las fallas inversas, lo que permite identificar que las condiciones de geo presiones son diferentes y no es ninguna cuestión de que se pueda pensar que es así. El pozo Kali-1 lo definió.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No más una... quisiera adicionar nada más que precisamente esa desviación que se presenta a partir de 4,015 metros es para tratar precisamente de cruzar las fracturas. Este es un yacimiento naturalmente fracturado, entonces lleva esa dirección para cruzar las fracturas y tener mayor productividad en el pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Y geológicamente está arriba, más arriba estructuralmente que Kali.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario colegas? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, al inicio se comentaba que estos pozos pertenecen a una asignación petrolera que está asociada a un plan que aprobamos hace unos días. Donde se tenían dos pozos ahora se tiene uno, se redujo el área que ya se había hecho desde hace tiempo. Pero aquí no sé si es necesario que antes de que perfore el pozo y que no es limitante para aprobarlo tenga que tener su asignación petrolera actualizada.

O sea, tienen que hacer a lo mejor la reducción en el anexo. ¿Es el anexo dos donde viene la actividad? No sé si sea necesario. Digo, es como extra, una recomendación que se pudiera poner de que el operador vea que su asignación está actualizada porque ahora es un pozo nada más. Nada más es un comentario.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La modificación de la asignación, ese 50% que comentaba el Comisionado Acosta, se dio hace ya algún tiempo en área. Lo que hicimos antier fue aprobar el programa mínimo de trabajo. Entonces con este pozo cumpliría con el programa mínimo de trabajo. Posiblemente haya que hacer alguna documentación adicional.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- El anexo donde viene el programa mínimo de trabajo, compromiso mínimo de trabajo como le llamamos en asignaciones, que traía dos pozos ahora debe ser uno. Entonces nada más se actualiza ese anexo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hay que actualizarlo. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Si recuerdan el lunes, yo comentaba que era importante que los periodos en los que se realiza la modificación a la Asignación y la aprobación del nuevo plan de exploración o el que corresponda pudiéramos acortarlos porque se daban algunas inconsistencias como estas. Me refería precisamente con ese comentario a este pozo que ya veníamos revisándolo y en el cual el proceso de la solicitud se inicia antes de la modificación del plan y programa mínimo y la aprobación se da ya con la modificación. Entonces efectivamente estaríamos siendo acordes con la modificación que hicimos, pero efectivamente necesitamos que la Secretaría de Energía inmediatamente incorpore esas modificaciones al título de asignación correspondiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien que hagamos el comunicado correspondiente a la Secretaría de Energía?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo creo que es importante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, Secretaria Ejecutiva. Muy bien. ¿Algún otro comentario? Bien, Secretaria Ejecutiva, por favor de lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.65.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza A Pemex Exploración Y Producción, la perforación del pozo exploratorio terrestre Kenora-1.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ACUERDO CNH.E.65.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Kenora-1, ubicado en la Asignación AE-0059-M-Mezcalapa-09, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.5 Resolución sobre la solicitud de autorización para perforar el pozo exploratorio terrestre Huaycura-1001.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias Comisionado Presidente, compañeros Comisionados. Quisiera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentarles a ustedes la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Huaycura-1001. Esto es un pozo en una asignación muy similar a la anterior, es una asignación que también se recortó y también se le cambió el programa mínimo de trabajo. Está planeado para ser un pozo exploratorio con el objetivo de evaluar un recuso prospectivo estimado en 77 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Es muy similar, es una zona cercanísima a la anterior, entonces muchos de los comentarios que se vertieron en el pozo pasado aplican también a este pozo. Está realmente al oeste de los campos Sen y Terra, en esta área que ya se mencionó que es muy importante para la producción de hidrocarburos en México y además es muy importante porque ya hay infraestructura y por lo tanto si es resultado exitoso para este prospecto pues la producción de hidrocarburo se podrá incrementar en el corto plazo.

Entonces, no quisiera repetir los comentarios porque realmente si ustedes ven la situación geográfica y la comparan con la anterior pues está prácticamente a pocos kilómetros del pozo anterior.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Parece que hubo una interrupción en la transmisión de 10 segundos aproximadamente. ¿Terminó de exponer el doctor Moreira? Bien. Si les parece entonces doctor Monroy, por favor, adelante con la exposición técnica.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Efectivamente el pozo Huaycura-1001 está planeado para esta misma área que estamos hablando del pozo anterior.

La única diferencia es que va un poco más profundo a lo que son yacimientos del Jurásico. Estos yacimientos también son análogos del campo Terra principalmente que ha establecido producción en el Jurásico. Y bueno, todos los demás comentarios que hemos vertido también estoy de acuerdo con el doctor Héctor Moreira, son similares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Entonces con su permiso Comisionado Presidente, el ingeniero José Antonio Alcántara, Director General, va a exponer.

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

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con su permiso Comisionada, Comisionados. Bueno, de acuerdo a los comentarios ya vertidos, únicamente quisiera yo mencionar para ir complementando en la parte de la memoria descriptiva que los objetivos geológicos para este pozo son diferentes obviamente y estos están definidos para el Cretácico en el intervalo de 5,315 a 5,835 metros verticales bajo mesa rotaria. Y en el Jurásico Superior Kimmeridgiano en el intervalo de 6,254 a 6,515 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado para este pozo es aceite súper ligero de 42 grados API. El programa de perforación y terminación del pozo está definido para dar inicio la perforación el 9 de diciembre de 2016 y terminar esta el 7 de junio de 2017. La terminación del pozo estrictamente dicho está planeada para iniciar el 8 de junio de 2017 y terminar el 11 de agosto de 2017.

Dentro de las principales características que este pozo va a tener dentro del equipo es que es un equipo con 3,000 caballos, con conexiones superficiales de 15,000 libras y una capacidad para perforar de 7,500 metros. La columna geológica programada va del Reciente al Jurásico Superior Kimmeridgiano a la profundidad de 6,515 metros verticales bajo mesa rotaria.

Cuenta con una normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental denominada Proyecto Delta Grijalva. Los costos de perforación están definidos para la perforación en 525 millones de pesos, para la terminación en 119, y con un total de 644 millones el costo de la perforación del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE SAFETY

Dentro de la estrategia y objetivo está incorporar reservas de hidrocarburos en los carbonatos del Cretácico y Jurásico Superior (Kimmeridgiano). Se pretende incorporar 77 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y definiendo una probabilidad de éxito geológico del 31% y una probabilidad de éxito comercial del 30%.

La clasificación del pozo: Va en búsqueda de una nueva acumulación, con una presión en el yacimiento de 12,229 libras y en el cabezal de 4,691 libras, lo que hace a este pozo como de alta presión. Y la temperatura del objetivo geológico está definido para 170 grados centígrados, lo cual también lo hace como de alta temperatura.

El tipo de perforación, el tipo de pozo, va a ser direccional tipo S, con una profundidad programada como habíamos mencionado de 6,515 metros verticales bajo mesa rotaria y 7,283 metros desarrollados bajo mesa rotaria.

La estructura geológica es un homoclinal con cierre natural por buzamiento al norte y al oeste y se encuentra limitada al este por cuerpos de sal y al sur por una falla normal. La trampa es de tipo estructural. En esta figura nosotros también podíamos ver en la información los pozos que están de correlación, que es el pozo Huaycura-1 y el pozo Sen-1001, ¿verdad? Y en este obviamente la localización de Huaycura-1001 señalando la desviación del pozo precisamente para alcanzar el objetivo en el Cretácico Medio.

Dentro de los elementos de evaluación considerados para este pozo, pues son como se mencionaba anteriormente de manera similar al anteriormente evaluado. Únicamente que el pozo Huaycura-1001 sería el segundo de tres pozos establecidos en el compromiso mínimo de trabajo de dicha asignación para el periodo 2015-2017 si es que no cambió alguno en cuanto a la nueva aprobación, ¿verdad? Pero es el programa establecido.

Con la información técnica que se presenta en la solicitud se sustenta la decisión de llevar a cabo la perforación del pozo Huaycura-1001 en el sitio propuesto pues se tiene la certeza de encontrar las facies pronosticadas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para el objetivo geológico del Cretácico. Se propone la localización del pozo Huaycura-1001 en una estructura... una posición estructural más favorable en relación al pozo Huaycura-1, que fue el antecedente precisamente de este que nos ocupa. Se justifica la estrategia de perforar perpendicularmente a la dirección preferencial de la red de fracturas conductivas asociadas a la tectónica salina identificada en el área por los campos productores Terra y Sen.

Se sustenta la presencia y funcionamiento del sistema petrolero dado que existen campos productores de aceite súper ligeros en el área. Los modelos sedimentarios para el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano sustentan la presencia de bancos oolíticos, siendo estas litofacies de relevancia en términos de calidad de la roca almacén. Adicionalmente, se proporcionaron elementos de interpretación sísmica que incrementan las posibilidades de confirmar dichas litofacies.

Se establecieron facies sísmicas y correlaciones estratigráficas con pozos cercanos que confirman la presencia de los elementos estratigráficos y estructurales clave, de manera que no representan riesgos potenciales a la perforación del pozo.

Se integró y analizó y utilizó la información de los pozos análogos Huaycura-1 y Terra-1 con el fin de establecer una prognosis con menor incertidumbre de las condiciones esperadas durante la perforación del pozo. Presentó en el diseño del pozo opciones de atención a contingencias a fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la perforación. Se consideraron criterios y factores de seguridad estándar para la perforación del pozo. Se propuso perforar el pozo Huaycura-1001 desde una localización nueva, por lo que no requirió estudios de anticollisión como se mencionó para el pozo Kenora-1.

Para la ejecución del proyecto-pozo consideró materiales y herramientas acordes con las prácticas estándar en la industria. Los fluidos de perforación, barrenas y cementos se consideran adecuados.

La técnica de terminación del pozo prevé la limpieza del mismo, minimizando el daño a la formación. La técnica de disparo TCP a fin de optimizar la comunicación de los fluidos de la formación del pozo será la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

utilizada y el diseño de las pruebas de producción considera evaluar individualmente el potencial productivo de los objetivos geológicos.

El aparejo de producción es adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador hidráulico recuperable, reduciendo con éste tiempos de terminación debido a que puede ser anclado en un solo viaje. Esto es parte de lo que las diferentes compañías están realizando para optimizar los trabajos perforación. Las tuberías de producción y revestimiento mantendrán la integridad del pozo, no obstante las cargas a las que estará sometido durante las diferentes operaciones de la vida productiva del pozo. El taponamiento, temporal o definitivo, considera obturar los intervalos probados y establecer longitudes con cobertura suficientes para cada TR del pozo.

La conclusión técnica a la que se llegó con el análisis de esta información, yo únicamente quisiera destacar la parte de que es un pozo – como mencionaba hace un momento la Comisionada Porres – este sí es un pozo de alta presión, por eso las condiciones de los preventores es de 15,000 libras establecida para operar de manera adecuada.

Entonces, del análisis de esta documentación técnica y considerando los elementos de evaluación, se determinó que no existían eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales, que limiten o impidan desarrollar la perforación del pozo Huaycura-1001. Por lo cual se considera que técnicamente es factible su perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Algo que quiera agregar el Comisionado Ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-Yo quisiera pedirle al ingeniero Alcántara que comentara un poquito Huaycura-1, porque fue un pozo que resultó con problemas, inundado con agua, etc. O sea, cómo evitar ese tipo de problemas, porque está muy cerquita.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Del pozo Huaycura-1, que precisamente está a 7 kilómetros, se perforó con objetivos del Cretácico



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y Jurásico llegando también hasta el Cretácico Medio y se reportaron durante esta perforación una serie de atrapamiento, resistencias, perdidas de circulación, etc.

Finalmente durante la perforación se llevó por parte de Petróleos Mexicanos a una profundidad durante la perforación de 5,656 metros donde decidieron hacer una prueba de producción en este intervalo de 5,656 a 5,934 metros. Realizaron una prueba de producción en donde obtuvieron producción de aceite de 819 barriles por día a esa profundidad. Posteriormente al continuar perforando encontraron o definieron cuatro objetivos más en donde digamos que en estos objetivos encontraron también algunas manifestaciones de aceite y gas. Sin embargo, resultaron finalmente invadidos por agua salada.

Entonces, eso es parte, precisamente con lo que se pretende con la desviación del pozo, el tipo S que se pretende realizar para evitar ese tipo de problemáticas, sobre todo porque estructuralmente el pozo Huaycura-1001 está en una posición mucho más elevada que el pozo Huaycura-1. Entonces Petróleos Mexicanos considera que la parte de comunicación hidráulica no se va a dar por esta condición. Ese es un breve comentario sobre Huaycura-1.

K COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, bueno, Yo bueno, era la pregunta que tenía. Nada más ¿por qué no alcanzaron el objetivo Jurásico?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- ¿Mande?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El objetivo Jurásico en el Huaycura-1.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Porque siguieron teniendo una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

serie de problemáticas de arrastre de pérdidas, incluso de pérdidas ya totales, entonces decidieron dejar el pozo en esa profundidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y nada más para complementar. Entonces y que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctora, porque no repites.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más la pregunta era el por qué, ¿qué tipo de acciones tomaron en este pozo en cuanto a la parte de los problemas que tuvieron en el primer pozo? Es que el exploratorio finalmente fue Huaycura-1. Este parecería como delimitador.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Mencionaría que el pozo Huaycura-1 pues fue un pozo vertical y por eso el Huaycura-1001 está definido como tipo "S" para precisamente tomar esas fracturas de manera perpendicular y tener digamos que una mayor oportunidad de que fuera productor. Esa es la parte geológica. Y el otro comentario era que estructuralmente está en una mejor posición y – como comentaba – no va a haber esa comunicación hidráulica si estuviera digamos a la misma altura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, ahora sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si bueno, tenía una, pero creo que ya salieron dos. Comentaba que el primer pozo fue productor de agua o fue seco, considerado seco en el argot y que no llegaron al objetivo de Jurásico por pérdidas, ¿pérdidas qué, de circulación?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero no esto es alta presión y alta temperatura, ¿cómo logramos una pérdida de circulación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en un yacimiento de alta presión y alta temperatura? ¿Es problema de diseño del lodo o qué pasa ahí?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que pasa es que Huaycura-1 no tuvo esa presión que se espera tener en Huaycura-1001.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, es análogo pero ahora pensamos que su análogo ¿ese sí va a ser de alta presión y alta temperatura?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, están estimando que va a ir...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, el hablar de pérdidas es decir que cuando se pone la columna de lodo para controlar la presión del yacimiento es que no lo va a permitir, o sea, se va, pesa mucho el lodo que hace que la formación pues digamos absorba todo el lodo.

Si es alta presión y alta temperatura, lo difícil en esto es controlar esa presión y temperatura, por eso el lodo tiene que estar diseñado. Por eso es que mi pregunta me está generando un poco de ruido de que si es alta presión se hayan tenido mucha pérdida de circulación. Y ahora me surge otra pregunta, que el análogo no fue de alta presión y alta temperatura y ahora decimos que va a ser alta presión y alta temperatura. Y cuando digo "decimos" es en el sector, ¿no? El que está proponiendo, no nosotros.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo quisiera mencionar que dentro de esas cuatro zonas que mencioné, que en el pozo Huaycura-1 de alguna manera habían encontrado algunas manifestaciones de aceite y gas, pero esencialmente fueron altos porcentajes entre el 80% al 90% de porcentaje de agua en esa zona.

Entonces a la pregunta que hacia la doctora yo mencionaba que dentro de todas las problemáticas que se habían observado para la perforación de este pozo había habido arrastres, había habido atrapamientos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tuberías, pérdidas de circulación. En el caso del pozo Huaycura-1 se presentaron inicialmente pérdidas de circulación, no necesariamente dentro de esos cuatro objetivos que yo estaba mencionando. En esos cuatro objetivos era mayormente los flujos de agua que se encontraron. Entonces eso fue lo que ocasionó para que ya no se continuara la perforación del pozo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno. Perdón, ya mi última pregunta es un poquito más como informativa. ¿Qué cuidados se tienen que tener en estos pozos de alta presión y alta temperatura durante su perforación diferentes a los de un pozo que no es de alta presión y alta temperatura? Ya habló del preventor, que hay que ponerle uno de mayor capacidad, ¿pero qué otras cosas? En lodos, en TRs, en cementos, etc. ¿Qué hay que tener cuidado ahí?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sobre todo en fluidos de perforación. Tener fluidos de perforación con el peso adecuado y en volumen adecuado para contrarrestar esas presiones de la formación en las zonas a nivel de yacimiento que mencionábamos que iba a haber alrededor de 12,000 libras.

Entonces si van perforando con un lodo de 1.30 por ejemplo, necesitarán quizás un lodo de 2, 2.1, para poder contener esas presiones en el fondo del yacimiento. Pero eso ya se irá viendo en el momento en que nosotros, bueno, en que la compañía vaya perforando.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Entonces digamos que en su informe o su documento para solicitar la aprobación nos hacen notar del preventor y nos hacen notar del lodo nada más? ¿O sea, en cementos no, en TRs no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, obviamente. También como mencioné (había) dentro de los planteamientos que hicieron hubo una serie de diseños alternativos que se van a utilizar en el caso que se presenten este tipo de problemáticas. Y lo mismo que para las condiciones del cemento lógicamente tienen que cambiar en cuanto a su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

composición y en cuanto a su densidad para poder tener una cementación dentro de estos intervalos de manera adecuada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más para completar lo que el ingeniero José Antonio está exponiendo. Efectivamente, se tiene toda una metodología que aplica precisamente Petróleos Mexicanos, que es el BCD, donde se ve el diseño completo, TRs, como vamos a terminar, en 7 pulgadas, el tipo de lodo, la dirección que lleva, etc. Si se analizan varias alternativas.

Ahora, el pozo es análogo. Terra y Huaycura-1 son análogos desde el punto de vista geológico también. Por eso se llaman análogos. Pero efectivamente, se tiene experiencia ya en Terra, en el campo Terra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Martínez. Ah, perdón, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, ya nada más para cerrarlo. Si estoy enterado que tienen BCD. Si sé que tienen toda una metodología que lo hace robusta su solicitud. Mi pregunta fue más informativa.

¿Qué diferencia hay de uno no convencional versus uno de HPHT? O sea, lo que quería es que se resaltara aquí. No estoy poniendo en duda la metodología, si no existe, existe, o si hay alternativas o no. Solamente era informativa de ver estas diferencias es lo que pregunté.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Martínez, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Varias precisiones Comisionado Presidente. La primera es: El Huaycura-1 fue también desviado. Eso es lo primero. Lo segundo: Un pozo de alta presión y alta temperatura lo que significa es que hay un área, una profundidad, a la cual los fluidos están contenidos a alta presión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el caso de estos pozos, esta profundidad está incluida dentro de los 4,700 metros hasta un poco antes de los 6,000. Esa es la parte donde hay alta presión y alta temperatura. Cuando esa zona de alta presión, alta temperatura... más bien alta presión, porque la temperatura podría continuar incrementándose. Esa zona de alta presión es aislada por la tubería de revestimiento, entonces sigue perforando normalmente. Y sí puede haber pérdidas de circulación. Obviamente no puede haber pérdida de circulación como lo dijo el Comisionado Franco en la zona de presión anormal. Donde tuvieron las perdidas es debajo de los 6,000 metros.

La otra cosa de precisión muy importante es que el campo Sen, un campo muy importante ahí y que está muy pegado a la ubicación, no fue referido ahí pero el campo Sen es productor en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Entonces lo que se trata con este pozo (el Huaycura-1001) es llegar hasta esa profundidad. Se habla del Cretácico Medio, Cretácico Superior, Inferior y el Jurásico Superior Kimmeridgiano. La pregunta aquí, después de haber hecho todas estas puntualizaciones, es: ¿Si el Huaycura-1 no tuvo producción comercial en Cretácico Superior y Medio e Inferior, porque aquí se espera que sí? En una de las láminas se ve que más o menos es la misma posición estructural.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Hay una gráfica. ¿Es esta?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa es. Que la ponga Gustavo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No está. Es parte de las que no se pudieron colocar. Entonces ahí precisamente se observa la forma "S" del pozo con la que se pretende precisamente atravesar esas fracturas que le va a dar esa oportunidad de tener una mayor producción de aceite, que es lo que se estima, a través de ese diseño.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿En el Cretácico Medio?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En el Cretácico, en el Cretácico
Medio. Ahí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas
gracias. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La
decisión es que no se presenta esa lámina por tener información
reservada de Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.
Bien. ¿Algún otro comentario colegas? Secretaria.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.65.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción
la perforación del pozo exploratorio terrestre Huaycura-
1001.

ACUERDO CNH.E.65.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y
XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados
en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de
Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del
Reglamento Interno de la Comisión Nacional de
Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en
los términos solicitados por Pemex Exploración y

Órgano de Gobierno

Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria

17 de noviembre de 2016



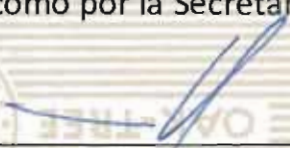
Comisión Nacional de
Hidrocarburos



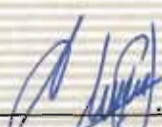
Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Huaycura-1001, ubicado en la Asignación AE-0055-M-Mezcalapa-05, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:19 horas del día 17 de noviembre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.


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



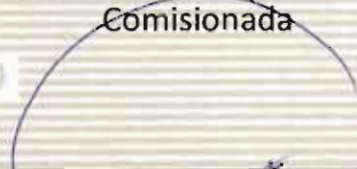
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente




Alma América Porres Luna
Comisionada



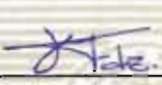
Néstor Martínez Romero
Comisionado



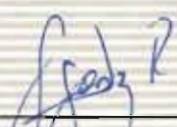
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva