



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:10 horas del día 7 de noviembre del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0795/2017, de fecha 6 de noviembre de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a diversas Asignaciones que en la Resolución se indican.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el inicio y substanciación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia del contratista a la totalidad del Área Contractual y sobre la determinación de las penas convencionales por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, respecto del Contrato para la extracción de hidrocarburos CNH-R01-L03-A14/2015.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informe Trimestral sobre Autorizaciones de Perforación de Pozos.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el periodo adicional de evaluación al contratista Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos 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 doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, buenos días Comisionada, Comisionados. Vamos a poner a su consideración los dictámenes de los planes de exploración del periodo adicional de exploración de diversas asignaciones de Pemex Exploración y Producción. Si pasan a la siguiente por favor, los fundamentos legales para realizar estos dictámenes.

Pues es la disposición transitoria sexta del decreto de reforma por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía. El título de asignación, elemento quinto, la fracción segunda del periodo adicional de exploración. El artículo 44, fracción primera, de la Ley de Hidrocarburos; el artículo 7 de los lineamientos y el artículo 8 de los mismos, los incisos a, b, c, d y e de los elementos a evaluar en este dictamen. Adelante por favor.

La motivación que Pemex tiene de estos planes de exploración para el segundo periodo de exploración es continuar la identificación y evaluación de prospectos – perdón – en las áreas de las asignaciones, la evaluación de descubrimientos realizados y enfocar las actividades exploratorias hacia nuevos descubrimientos y por último la incorporación de reservas de hidrocarburos. Para ello Pemex propone dos escenarios operativos. El escenario base, que son las actividades exploratorias mínimas a ejecutar en cada una de las asignaciones durante estos dos años 2017-2019; y el escenario incremental, que son actividades exploratorias adicionales a realizar en función de los resultados del escenario base. Continuamos por favor.

Entonces comenzamos. Este es el total de asignaciones, está dividida en aguas profundas norte, que es la parte del área de Perdido, aguas profundas sur, aguas someras. También aquí tenemos planes de exploración en áreas no convencionales tanto en la parte de Burgos como en la parte de Tampico Misantla y por último en las áreas terrestres. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comenzamos entonces con aguas profundas, área de Cinturón Subsalino. Estas... hay en estas cuatro asignaciones de Pemex en esta área tienen una área aproximada de 2,217 km² y tiene 14 estudios exploratorios programados en el escenario base, así como 4 más en el escenario incremental. En cuanto a la adquisición y procesamiento de la información sísmica, están programando 2,218 km² de adquisición sísmica 3D y 2,772 km² de procesado 3D tanto en profundidad como en tiempo. Además, presentan el programa de perforar cinco pozos en el escenario base. Los recursos prospectivos asociados a esos cinco pozos son 772 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica que varía entre 17% y 33% y una probable incorporación de reservas de 203 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si ven ustedes las asignaciones, estos cuadros rojos son las asignaciones y en cada uno de ellos cuando menos tienen un pozo en el escenario base que después vamos a resumirlos al final. Adelante por favor.

En el área de no convencionales se tiene cinco asignaciones, tres asignaciones en el área de Burgos y dos más en Tampico Misantla. El total de área son más de 4,353 km² entre estas cinco asignaciones. Se tienen programados 36 estudios exploratorios en el escenario base y 35 en el escenario incremental. También se tiene en programa 18 pozos a perforar en el escenario base en estas cinco asignaciones, es decir un promedio de aproximadamente tres pozos por asignación, más 11 pozos para el escenario incremental. Los recursos prospectivos asociados a estos son en el escenario base 340 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica que varía de 71% a 74% y una probable incorporación de reservas de 241 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el escenario incremental, en caso de que se perforen los 11 pozos más, se tiene un recurso prospectivo de 184 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica igual de 71% a 74% y una probable incorporación de reservas de 130 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La siguiente por favor.

Nos vamos a la parte de la Cuenca de Veracruz y una parte de la Cuenca de Salinas en la provincia Salina. Estas ocho asignaciones que vemos en este mapa suman un total de 5,415 km². Se tienen programados 20 estudios exploratorios en el escenario base, así como 7 estudios más en el escenario incremental. También se tienen programado 1,000 km² de reproceso de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sísmica 3D en el escenario base y 1,960 km² también de sísmica 3D reproceso en el escenario incremental. Aquí se tienen programados perforar ocho pozos en el escenario base. Estos ocho pozos tienen un recurso asociado de 1,960 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica que varía entre 18% y 35% y una probable incorporación de reservas de 433 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las Cuencas del Sureste vamos a dividirlo. En estas son 10 asignaciones. Estas 10 asignaciones que están en esta cuenca son aguas someras. Tienen una superficie total de 5,343 km² y se tiene programado 35 estudios exploratorios en el escenario base, así como 14 para el escenario incremental. Además, se tiene un proceso de 2,040 km² de sísmica 3D en el escenario base y en el incremental de 4,355 km². El programa es perforar 11 pozos en el escenario base, cuando menos uno en cada una de las asignaciones, y 4 en el escenario incremental. Los recursos asociados a estos 11 pozos para el escenario base son de 507 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad éxito, perdón geológica de 19% a 48% y una probable incorporación de reservas de 176 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el escenario incremental, en caso de que se perforen estos cuatro pozos más, serían unos recursos prospectivos de 190 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 24% a 28% y una probable incorporación de reservas de 73 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para la otra parte de Cuencas del Sureste son 16 asignaciones que suman un total de 9,384 km² que están – como están ustedes viendo – tanto en tierra como en la parte transicional. Y se tienen programados 69 escenarios base. En el escenario base, 69 estudios exploratorios perdón, 46 más en el escenario incremental. Se tiene además programado 973 km² de adquisición sísmica tanto 2D como 3D para la parte del escenario base. Más de 700 km² de adquisición sísmica 2D y 3D para el escenario incremental y reprocesos de 4,915 km² de 3D sísmica para el escenario base y para el incremental de 1,114 km² también de sísmica 3D. En estas 16 asignaciones se tienen programado perforar 31 pozos en el escenario base y 21 más para el escenario incremental. Los recursos asociados al escenario base para estos 31 pozos son de 1,444 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 16% a 49% y una probable



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incorporación de reservas de 461 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En caso de perforarse los 21 pozos para el escenario incremental, los recursos asociados son de 1,593 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica que varía de 18% a 35% y una probable incorporación de reservas de más de 450 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las consideraciones técnicas para todas estas asignaciones de estos planes de exploración en total se tiene contemplado 174 estudios exploratorios en el escenario base, 106 para el escenario incremental y una adquisición total de sísmica 3D en el escenario base de 3.191 km², 701 km² de adquisición sísmica 3D para el escenario incremental y un reproceso de más de 10,728 km² de sísmica 3D y 34 km² lineales de 2D también y por último 7,775 km² de proceso 3D para el escenario incremental. Se tiene contemplado la perforación de hasta 109 prospectos exploratorios divididos 73 en el escenario base más 36 para el escenario incremental. Los recursos prospectivos asociados a estos 73 pozos del escenario base son de más de 5,020 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a la media con una probabilidad geológica de 17% a 74% y una probable incorporación de reservas de más de 1,515 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el escenario incremental los recursos asociados a estos 36 pozos en caso de que se perforen sería de 1,967 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a la media con una probabilidad geológica de 18% a 74% y una probable incorporación de reservas de 654 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La siguiente nos da una vista del conjunto de este enfoque para el escenario incremental... tanto escenario base tanto para escenario incremental (perdón) de estas asignaciones. En la primera columna ven el nombre de la asignación y la segunda columna es los pozos asociados a los escenarios base. Es decir, aquí estamos confirmando que cuando menos exista un pozo (perdón) en el escenario base considerado en cada una de las asignaciones. Como pueden ver, hay algunos campos que tienen más de uno, inclusive hasta cinco pozos en Mezcalapa por ejemplo. Si seguimos, es la continuación de la tabla por favor en la siguiente, en donde vemos de la misma manera un pozo cuando menos en cada una de las asignaciones para el escenario base. Los objetivos geológicos están también claros ahí y los pozos en el escenario incremental en caso de que existan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por último, vamos a ver la vista de conjunto del enfoque de estos escenarios tanto base como incremental por áreas. Es decir, la primera columna es aguas someras, donde vemos que son 20 pozos en el escenario base y 7 pozos para el incremental. Para los terrestres son 25 pozos en el escenario base y 18 en el escenario incremental. Para no convencionales son 18 pozos para el escenario base y 11 para el escenario incremental. Y aguas profundas tanto en la parte norte de Perdido son 5 como en la parte de Salina son también 5 de aguas profundas sur. Bueno, la siguiente.

Entonces la propuesta aquí es que los planes de exploración presentados por Pemex pues se advierten técnicamente viable. Estamos mostrando cuando menos este pozo para que el objetivo sea descubrir en cada una de las asignaciones, cuando menos hacer un descubrimiento, toda vez que las actividades planteadas pues permitirían maximizar el valor estratégico ahora en este segundo periodo de exploración de cada una de las asignaciones mediante la identificación y evaluación de los prospectos presentados aquí por cada una de las áreas, así como la incorporación de reservas adicionales derivadas de la perforación de los pozos y estos nuevos descubrimientos. Por lo tanto, se propone a este Órgano de Gobierno de la CNH la aprobación de estos planes de exploración asociados a las asignaciones antes presentadas para ambos escenarios. Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Monroy. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una cosa que me complace mucho y que quisiera felicitar a Pemex, que es la parte de los no convencionales. O sea, las dos terceras partes de las sumas de los recursos más las reservas de este país están en las áreas no convencionales. Entonces es muy importante para el país desarrollar sus recursos y sus reservas no convencionales, algo que no se había hecho porque no se habían emitido todas las restricciones, legislaciones y cuidados ambientales por parte de ASEA. Pero una vez que ya tenemos esa legislación en su lugar, podemos ahora sí comenzar con el proceso del desarrollo de las áreas no convencionales de México. Entonces yo veo ahí ya un número significativo de pozos no convencionales que creo que nos va a poder permitir empezar pues a tener más experiencia, a tener más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recursos, a tener más – como llamarle – opciones para el desarrollo energético del país. Entonces a mí me complace mucho ver ya un número significativo de pozos no convencionales en este plan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias doctor. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Primero que nada, Presidente, bueno, agradecer el esfuerzo del equipo técnico de exploración porque nos vienen a presentar más de 40 planes, los cuales han sido revisados técnicamente con todo el análisis que los equipos realizan aquí en la Comisión y esto ayuda a que se le dé pues ya viabilidad para que Pemex esté ejecutando las actividades de exploración en estas asignaciones petroleras a las cuales se les está otorgando dos años más de actividad. Entonces el esfuerzo que han hecho aquí nuestros compañeros inclusive horas extras o días extras de la semana pues es de agradecerse y de admirarse. Lo que sí he venido diciendo desde hace tiempo es en estos planes que nos están presentando el escenario base considera 73 pozos, 73 pozos que fueron los que se elaboraron o que se perforaron en el periodo de los últimos tres años de exploración por parte de Pemex. E insisto, ojalá y se cumpla la meta que están proponiendo aquí, pero si se sigue la estrategia de exploración como la que tenemos hasta ahorita o la que se ha demostrado en esos últimos tres años, se ve cuesta arriba que se cumplan los planes de exploración que nos presentan aquí. Técnicamente – insisto – nuestros ingenieros están valorando qué es lo que se necesita. Se necesita hacer eso en esas áreas de exploración, sin embargo, debe mejorarse la estrategia exploratoria para que la ejecución sea como se está mostrando en estos planes.

Otra cosa también, me sumo al comentario del doctor Moreira sobre de los planes que a mí me tocaron ser ponente aquí, cuatro de ellos son de no convencionales. Entonces lo que nosotros vemos en estas propuestas para que se aprueben estos planes de no convencionales es que es muy necesario ya evaluar el potencial que se tiene en esas áreas de no convencionales. Hay que dejar bien claro que no es para desarrollo masivo ahorita del tema del Shell gas. Necesitamos saber en el país cuántos recursos de Shell gas realmente necesitamos y para eso no nada más es con mapas o con información sísmica o geológica, se necesitan perforar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos para conocer ese potencial, para probar algunas tecnologías que puedan ayudar a explotar mejor este tipo de recursos que como bien sabemos en México son sumamente necesarios debido a toda la cantidad de gas que estamos importando. Entonces ya aquí estamos presentando unos planes que creemos que con esto puede iniciar la actividad Pemex y darnos más luz sobre el potencial petrolero que hay en áreas no convencionales.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Bueno, en relación a lo que se comentaba por el Comisionado Franco en cuanto a la cantidad de proyectos para perforación de pozos que nos indican que en el escenario base serán 73 y que si analizamos los antecedentes de Pemex en cuanto a los registros que tenemos de las actividades exploratorias en concreto en perforación pues está muy por debajo de este número. Sin embargo, como Órgano Regulador pues nosotros tenemos que dar por bueno la proyección que hace quien nos presenta estos proyectos independientemente de los antecedentes que puedan existir. Ahora, en sí mismo el incumplimiento de estos proyectos lleva una sanción que es pues muy grave para en este caso para este regulado, para Pemex, que es la posible pérdida de la asignación correspondiente.

Recordemos que con esta ampliación que se les otorgó de dos años adicionales para cumplir con su meta que es el descubrimiento de una acumulación de hidrocarburos, en caso de no lograrse en estos dos años adicionales pues tendrán como sanción la pérdida o revocación de la asignación. Ahora, nosotros percibimos que Pemex, según como lo ha manifestado, buscará hacer las asociaciones necesarias a través de los términos que establece la propia Ley de Hidrocarburos, es decir, a través de búsqueda de asociaciones mediante la figura de migración que prevé dicha ley y que quizás eso le permita poder llegar a estas metas que en este día estamos aprobando y que las estamos aprobando pues con el mejor de los propósitos de que sean cumplidas. Entonces creo que es un dato importante en cuanto a que, si bien los antecedentes que tenemos de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades exploratorias de Pemex nos indican que esto está muy por encima de su récord de actividad de perforación, también entendemos que tiene herramientas para poder llegar al cumplimiento de estas a través de los mecanismos que ya mencioné.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, hemos hablado en las últimas sesiones sobre la estrategia que puede tener Pemex para los próximos años. En estos 40 y tantos planes que nos está presentando, básicamente nos está presentando para aguas someras y para tierra alrededor de 15, 14 planes para cada uno de estos dos rubros, o sea aguas someras y tierra. Tierra convencional estoy hablando. En cada uno de estos dos rubros se ve una ligera inclinación hacia la parte de tierra, es decir de tierra convencional. Quiere decir que hay una estrategia de Pemex hacia regresar yo diría un poco a la exploración terrestre, lo que implica que podría tener más actividad en la parte convencional – o sea, además de lo que ya dijeron no convencional – terrestre, teniendo alrededor en su plan base 25 pozos a perforar en la parte terrestre y 20 pozos en la parte de aguas someras. Si nosotros nos vamos a la parte incremental, todavía le sumaríamos 16 pozos más en la parte terrestre y únicamente 7 en la parte somera. Quiere decir que sí hay una estrategia de regresar un poco más hacia la parte de tierra y eso implicaría un poco a los próximos años a tener una incorporación de producción; si estos pozos tuvieran buenos resultados, de incorporación de reservas y por lo tanto de producción a más corto plazo. Eso es una buena noticia también para la vista de estos planes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. ¿Algún otro comentario colegas? Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que a veces los retos son muy positivos. O sea, lo que está detrás de esto es un compromiso de Pemex donde va a incrementar a más del doble los pozos exploratorios que va a realizar y seguramente a más del doble los recursos financieros que va a requerir y eso va a hacer que tenga que irse hacia nuevas maneras de financiarse y eso quiere decir que va a tener que tener



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procesos más acelerados para lograr los farmouts o las asociaciones que se van a requerir. Entonces el poner un reto digamos muy grande de este tamaño creo que puede ser muy positivo. Positivo para el país en el sentido que se van a generar muchos más recursos, mucha más información, y positivos para la empresa. Entonces creo que está digamos difícil el reto, pero bueno, ahí está y seguramente lo van a tomar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Estoy de acuerdo en el tema de que va a tener mucho más reto Pemex y que sí va a requerir de otra estrategia. Yo lo que recomendaría es que al interior de la Comisión seamos más estrictos en el seguimiento, en la supervisión de las actividades petroleras para que en el caso de que veamos desviaciones empezamos a dar las alertas y sobre todo promover las acciones que permitan cumplir con este plan de exploración en el país. Porque no vamos a esperarnos hasta dentro de dos años a ver si se optimizaron los procedimientos, si se lograron hacer farmouts o si se lograron hacer muchas cosas y luego tristemente tener que estar votando aquí para opinar que se le revoque una asignación petrolera de exploración. Entonces mi propuesta es que le demos seguimiento estricto y que tal vez pudiéramos cada trimestre no sé si aquí en el seno de la Comisión como un informe nos fuera diciendo nuestra Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos cómo se está desempeñando la actividad exploratoria del país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sólo apuntar Presidente que con estas, en su caso que se aprobaran estos planes, tendríamos todavía poco más de 40 planes pendientes de análisis y en su caso aprobación y con eso concluiríamos digamos la totalidad de 101 asignaciones me parece que fueron al final. 101 asignaciones de Pemex respecto de las que la SENER concedió estos dos años adicionales a la exploración. Sólo para tener digamos la película completa, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Son anteriormente Secretaria Ejecutiva cuantos títulos de asignación de exploración fueron?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Fueron 101.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 101 a los que la SENER dio una prórroga, concedió una prórroga que establece la constitución de dos años, 101. Con los que hoy en su caso el Órgano de Gobierno estaría aprobando, ¿cuánto tendríamos en total ya aprobado de esos? O sea, sobre los planes de trabajo de exploración de estos 101.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Tendríamos hasta el día de hoy, en caso de que se apruebe este sinnúmero de planes, 60 aprobados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 60. Estaríamos digamos prácticamente al 60% del camino.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuántos pozos hay ahí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En esos 60 pues son los de hoy más lo que traíamos antes.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 73 más 25 pozos. Ya casi 100.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Casi 100 pozos de exploración.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ya casi 100 pozos más otros 40 que nos faltan que sería uno por pozo al menos, como 140 pozos en dos años.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin duda es un reto...

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bueno.





Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-...de otra escala a lo que Pemex ha venido realizando, por lo que como ustedes señalan Comisionados pues Pemex necesariamente tiene que hacer uso de las nuevas herramientas que le dio la Reforma Energética. Bien, ¿algún otro comentario colegas? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Comisionado. En relación con lo que comentaba el Comisionado Franco, les comento tengo a mi cargo la ponencia para la modificación de los 101 títulos de asignación y precisamente la SENER entre las propuestas que nos está haciendo para opinarle es modificar el título y donde se establezca dentro del mismo que esta Comisión debe de... o mejor dicho el regulado, porque es un título que le establece obligaciones al regulado, debe estar informando de forma periódica a la CNH respecto del avance de su programa, en este caso de su plan de exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, perfecto. Digo, eso da soporte a lo que acaba de señalar el Comisionado Franco. Entonces si les parece Secretaria Ejecutiva que tengamos el acuerdo les propongo colegas Comisionados de que se informe trimestralmente. ¿Es trimestralmente lo que se está estableciendo también allá? Nada más dice periódicamente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Periódicamente nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero a lo mejor lo podríamos establecer trimestralmente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La verdad es que yo prefería mensual. O sea, informes mensuales no le genera más costo al operador, pero que nosotros nos estemos enterando cada mes. Y la otra sugerencia es que sea en los primeros días del mes, porque si no luego nos llega un reporte 30 días después y se pueden generar alertas como que se desplomó la producción o cosas de esas de que no incorporaron los pozos o lo que sea, pero ya vamos atrasados un mes como regulador. Debemos tener información lo más fresca posible.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, entonces el Comisionado Franco propone una vez al mes. Pues si les parece bien, que así se presente la información. ¿Si?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro punto? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.56.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación de 43 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción.

ACUERDO CNH.E.56.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación de Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a las Asignaciones que en el cuerpo de la Resolución se indican.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el inicio y substanciación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia del contratista a la totalidad del Área Contractual y sobre la determinación de las penas convencionales por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, respecto del Contrato para la extracción de hidrocarburos CNH-R01-L03-A14/2015.

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

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

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, aquí venimos a presentar un punto que es derivado a una renuncia irrevocable presentada por la operadora Canamex Energy Holdings S.A.P.I de C.V respecto al contrato CNH-R01-L03-A14/2015 del área contractual 14 denominada Moloacán, en donde pues les venimos a dar una propuesta de dos proyectos de resolución. Una que tiene que ver con el inicio de un procedimiento de terminación anticipada y otro de la determinación de los montos de las penas convencionales para este operador. A mí me gustaría que les diéramos una explicación dado que este procedimiento es la primera vez que vamos a tocarlo en este Órgano de Gobierno y pues tener el procedimiento completo de lo que vamos a hacer para estos casos y ya entrar en los temas de las dos resoluciones que le proponemos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro Fausto Álvarez, que es el jefe de la Unidad Técnica de Asignaciones y Contratos, y el licenciado Joshua Gamboa han llevado los temas para la resolución. Por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionado. Buenos días Comisionados, buenos días a todos. Como bien lo comenta la doctora Alma América, lo que traemos el día de hoy es la terminación anticipada y la determinación del monto de penas convencionales asociadas al contrato CNH-R01-L03-A14/2015 correspondiente al área contractual número 14 y que fue suscrito por Canamex Energy Holdings S.A.P.I de C.V.

Como antecedentes del área contractual, la presentación y apertura de propuestas para la esta convocatoria de licitación fue el 15 de diciembre de 2015. El licitante ganador fue Canamex Energy Holdings. El valor mínimo de la regalía adicional para el área contractual número 14 se había establecido en 5% y con una regalía base determinada de acuerdo al precio contractual del hidrocarburo. La regalía adicional ofertada por el contratista fue de 85.69%. No hubo propuesta en el incremento del programa mínimo de trabajo y la fecha efectiva o la firma en que se llevó a cabo este contrato fue el 10 de mayo del 2016. La vigencia del mismo tiene 25 años y la aprobación de su plan de evaluación y desarrollo fue el 26 de abril de este año. El compromiso que este contratista tuvo en términos de unidades para el área contractual fue de 5,000. Adelante.

Como lo comentaba la doctora, este es un nuevo proceso. Es la primera vez que llevamos el análisis de este proceso, es por ello que queríamos presentarles a grandes rasgos el diagrama de lo que está ocurriendo. En primera instancia todo el proceso se detona derivado de la cláusula 3.4 del contrato, donde el contratista notifica o inicia el proceso mediante la notificación de una renuncia irrevocable del contrato, lo que detona en paralelo dos procesos. El primero de ellos que es el inicio de la etapa de transición final como lo establece el propio contrato y el segundo de ellos es la finalización del periodo inicial de evaluación, que también así lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

establece el contrato. Una vez que un contratista hace su pronunciamiento de renuncia irrevocable, es ahí donde termina el periodo inicial de evaluación.

Posterior a eso pues se hace un análisis o una evaluación contractual y jurídica de los términos del contrato y el primer punto al que llegamos es el que ustedes ven aquí en color verde, que es básicamente donde inicia como tal el proceso de terminación anticipada. Y ahí, dentro de ese proceso de terminación anticipada, las propuestas que traemos el día de hoy a la mesa son cuatro. La primera de ellas es iniciar el proceso de terminación anticipada del contrato de manera formal. La segunda es que se instruya tanto a la Dirección General de Contratos como a la UATAC o a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para hacer todos los trámites correspondientes a este proceso de terminación anticipada. El tercero de ellos es también designar un tercero que acompañe al contratista en esta etapa de transición final. Y por último la determinación de los montos de la pena convencional.

Una vez que eso ha sucedido, que se da esa instrucción, la siguiente parte del proceso es que se notificará de la renuncia y se consultará en su caso el cumplimiento a otras dependencias. Estas otras dependencias son el Fondo Mexicano del Petróleo, el SAT, Secretaría de Hacienda, ASEA, SENER, Secretaría de Economía, para garantizar que el contratista está en cumplimiento de todas sus obligaciones contractuales. De igual manera en paralelo, una vez calculado/determinado el monto de la pena convencional, lo que sucede es que se le notifica al contratista el monto de la pena convencional a la que está obligado y de igual manera hacemos la notificación al Fondo Mexicano del Petróleo. Por último, dentro del proceso se lleva a cabo lo que se conoce como un protocolo de acompañamiento por el tercero designado para que acompañe al contratista en todo este proceso en todo lo que son las visitas de campo que se requieren realizar.

La siguiente parte del proceso. El contratista a partir de la notificación de los tres días que le hacemos, tiene 15 días para subsanar o realizar el pago. En dado caso de que haya realizado el pago, lo que procede es la liberación de su garantía de cumplimiento y en dado caso de que no haya realizado el pago en los 15 días que se establecen, lo que procede es el cobro de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

garantía de cumplimiento que tenemos en poder de la Comisión. Cuando se hayan cumplido todos estos diferentes elementos, lo que procede es emitir o realizar un dictamen de cumplimiento por parte del contratista donde hacemos una revisión de todos los elementos que ya les mencionamos con anterioridad y de ahí vendríamos nuevamente con el Órgano de Gobierno en una segunda etapa para ya lo que sería el proceso de finalizar el proceso de terminación anticipada. Y ahí lo que tendría que suceder es que se tiene que definir como tal el proceso de terminación anticipada, pero sobre todo la fecha efectiva de la renuncia por parte del contratista del área contractual. Y finalmente lo que se hace es a designación de un tercero para que reciba también el área contractual. Y ya como parte del proceso, lo último que ocurre es una vez determinada esa fecha se procede a la devolución del área contractual. Adelante.

Entonces como detalle de lo que vamos a ver en esta sesión, que es la terminación anticipada y la determinación del monto de penas convencionales, lo que ustedes ven ahí es una línea de tiempo de lo que hemos venido realizando durante todo este proceso. Básicamente hemos tenido diferentes reuniones con el contratista. Formalmente el contratista metió la notificación irrevocable de renuncia el 28 de julio del 2017. Derivado de esta notificación se detona lo que es el inicio de la etapa de transición final, lo que es el clausulado 17 del contrato de la convocatoria 1.3, y de igual manera se da por concluido o se da por terminado el periodo inicial de evaluación con base en la cláusula 4.5, inciso c, del propio contrato.

Derivado de eso han ocurrido – como lo mencionaba – varias reuniones, consultas y solicitudes de información con el contratista, lo que al día de hoy desemboca en lo que les venimos a presentar. El primero de ellos es la autorización para la UATAC para la designación de un tercero que acompañará al contratista, el inicio del proceso de terminación anticipada como tal y el otro componente que es la resolución de las penas convencionales por el incumplimiento, que dichas penas han sido calculadas y totalizan un total de 1,917,500 dólares. Lo que procedería a partir de la fecha de hoy, si ustedes ven bien el proyecto de resolución, es que ya arrancaríamos con esa segunda parte del proceso que les comentábamos donde ya haríamos esas consultas a esas otras instituciones, revisaríamos el cumplimiento contractual, etc., y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

terminaríamos en ese dictamen final donde volveríamos a regresar a Órgano de Gobierno a presentar ya como tal la terminación del contrato y establecer la fecha efectiva de renuncia del mismo. Adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno. En este caso la propuesta que queremos hacer al Órgano de Gobierno es dos proyectos de resolución como les hemos comentado. El primer proyecto es el inicio de la terminación anticipada, o sea que tiene tres puntos principales que es:

- 1- Iniciar el procedimiento de esta terminación anticipada del contrato de acuerdo al artículo 13, fracción dos, letra i, del Reglamento Interno de la CNH.
- 2- Instruir a la Dirección General de Contratos, con el apoyo de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, la tramitación del procedimiento de terminación anticipada, de acuerdo a las fracciones que están ahí en la lámina.
- 3- Y designar a un tercero para que acompañe al contratista en la etapa de transición final, de acuerdo al artículo 13, fracciones dos, letra i, 11, 12., 13 del Reglamento Interno de la CNH y la cláusula 17.7, letra g, del contrato.

Ese sería el primer proyecto de resolución y – la siguiente por favor – el segundo proyecto de resolución que traemos de propuesta es la determinación del monto de pena convencional. Como lo decía el maestro Álvarez, es determinar el monto de pena convencional que es de 1, 917,500 dólares de acuerdo al artículo 13, fracción doce, del Reglamento Interno de la CNH y cláusula 4.5 y anexo 6 del contrato. Y notificar y requerir el pago al contratista de acuerdo al artículo 13, fracción doce, y 18, fracción I, letra a, del Reglamento Interno de la CNH y cláusula 4.5 del contrato. E instruir a la Dirección General de lo Contencioso de la CNH para que en su caso ejecute la garantía de cumplimiento, de acuerdo al artículo 13, fracción doce, del Reglamento Interno de la CNH y 4.5 del contrato. Esa es la propuesta que tenemos Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada doctora Alma América Porres. Colegas Comisionados, algún comentario. Comisionado Sergio Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. Hay que recordar creo Presidente que esta es uno de los contratos que fueron adjudicados como consecuencia de la tercera licitación de la Ronda Uno. Estos 25 contratos de licencia que se licitaron que se licitaron sobre campos maduros terrestres, este es uno de esos 25 y el mecanismo que ya nos fue aquí expuesto está expresamente previsto en el propio contrato. La posibilidad de que el contratista por las razones que sea renuncie a la totalidad o a una parte de su área contractual, pero evidentemente esta renuncia no significa que pues al día siguiente que esto sucede puede abandonar el área. El propio contrato prevé obligaciones específicas que a mí me gustaría leer. Ya lo hicieron, pero simplemente para destacarlo.

Dice, “dicha renuncia no afectará las obligaciones del contratista relacionadas con – primero – la terminación del programa mínimo de trabajo y el incremento del programa mínimo y en su caso el pago de las penas convencionales correspondientes”. Ya se nos estableció aquí el monto, se nos comunicó el monto. Monto que también fue digamos definido de manera expresa mediante una fórmula que prevé el propio contrato. Creo que es importante señalarlo. Dos, “el abandono y la entrega del área de acuerdo con lo establecido en la cláusula 17”. Y otra vez, en la propia cláusula 17 del contrato vienen una serie de acciones que el contratista está obligado a llevar a cabo y que es parte de lo que estaríamos iniciando de aprobarse esta resolución. Y tercera, “la renuncia y devolución del área contractual de acuerdo a lo establecido en la cláusula 6”. Dice el contrato, “en caso de la terminación anticipada del presente contrato por parte del contratista conforme a este cláusula 3.4, este no tendrá derecho a recibir indemnización alguna”. De manera pues que este supuesto está previsto expresamente en el contrato y pues es uno pues de estos 25 contratos que fueron adjudicados como parte de la tercera licitación de la Ronda Uno. Solamente quería destacar eso Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. A ver, yo quisiera regresar. Quisiera regresar a la causa, las causas por las que este contratista está ejerciendo esta posibilidad de iniciar el procedimiento de terminación anticipada. Porque recibimos a este contratista en audiencia, por ahí está marcado, ¿no? Maestro Álvarez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- La siguiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, si vemos la siguiente, ahí están los tiempos. A ver si proyectamos esa. Recibimos al contratista en audiencia y con el protocolo como ustedes saben que se llevan a cabo las audiencias estuvimos aquí algunos Comisionados. Lo que el contratista manifiesta es la regalía, la regalía que ofertó el contratista. El contratista ofertó una regalía. A ver, si vamos a la primera, si vamos a la primera tabla usted ingeniero. Ahí está, si proyectamos esa.

El contratista ofertó una regalía – ahí, si la señalan por favor – de 85.69%. Esto en adición a la regalía base que está en la ley que está ahí también expresada, 7.5%. Entonces además de la regalía base que está en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el contratista en la licitación ofertó una regalía de 85.69%. Cabe apuntar como referencia que el mínimo establecido por la Secretaría de Hacienda fue 5%. Entonces lo que nos manifestó el contratista en la audiencia fue la inviabilidad económica que ellos veían hacia adelante y lo señalaron. No es un asunto de precios bajo, no es un asunto de las condiciones del campo. Señalaron que el campo, el área contractual y los recursos ahí prospectivos y reservas eran atractivos. La empresa reconoció que la regalía que ofrecieron les resulta ahora inviable. Entonces bueno, esa es la razón expresada por la empresa. La empresa – está contenido en el contrato – existe la posibilidad de la terminación anticipada, pero tiene un costo, ¿no? Ya lo señaló la Comisionada ponente, la doctora Alma América Porres; existe. La CNH cuenta con las garantías financieras y corporativas y conforme a lo establecido en el contrato es posible llevar a cabo la terminación anticipada, pero tiene un costo para el contratista. En este caso el contratista deberá cumplir, por ahí lo vimos en una lámina. Gracias.

El contratista tiene que cubrir a efectos de llevar a cabo la terminación anticipada pagarle al Estado Mexicano, dinero que ingresará al Fondo Mexicano del Petróleo, el monto de 1,917,500 dólares. Esta cantidad, conforme al calendario ingeniero Fausto Álvarez, tendría que estar pagada por la empresa (el 1,917,500 dólares) para poder llevar a cabo la terminación anticipada, ¿cuándo?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Comisionado Presidente, lo que tendría que ocurrir es derivado si se aprueba la resolución el día de hoy del Órgano de Gobierno, tenemos tres días hábiles para hacer la notificación al contratista y una vez hecha esa notificación el contratista tiene hasta 15 días naturales para hacer el pago en el Fondo Mexicano del Petróleo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En caso de que el Órgano de Gobierno apruebe el inicio del procedimiento de terminación anticipada, nosotros tenemos tres días para notificar y de ahí la empresa tendrá 15 días para pagar y depositar al Fondo Mexicano del Petróleo 1,917,500 dólares. De lo contrario la CNH ejercerá las garantías financieras y corporativas que tenemos en favor del Estado.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces colegas Comisionados, como lo expone la doctora Alma América Porres, bueno, se trata de uno de los contratos de la tercera licitación. El contratista, como nos lo ha manifestado en audiencia, manifiesta la inviabilidad del contrato, la inviabilidad económica por razones de haber ofertado una regalía sumamente elevada. Manifiesta que el tema no es un problema de precios, no es un problema sobre el atractivo del campo, el problema es la regalía ofertada. Y bien, el contratista puede ejercer una terminación anticipada, pero esto tiene un costo, que es de 1,917,500 dólares y la empresa tendrá 15 días a partir de que le notifiquemos para depositar esta cantidad en El Fondo Mexicano del Petróleo, de lo contrario ejercemos las garantías en favor del Estado. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, unas preguntas respecto a las penas convencionales. Y no sé si sea por parte del contrato o por parte del cumplimiento al plan que se le haya aprobado. Este campo cuando se recibió o lo recibieron el 10 de mayo del 2015 producía 400/500 barriles por día. Y esta compañía lo tomó y bajo una figura lo operó unas semanas, un mes y cachito. Y después decidió cerrarlo. Entonces cerró una producción de 500 barriles, 400 barriles y esa producción pues no la hemos tenido durante todos estos meses o más de un año. Mi pregunta es: ¿No



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay una pena convencional por venir, cerrarnos producción, no aportar las regalías que tenía que dar y nada más pues decir, “bueno, pues ya me voy”?.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La empresa estaba obligada a ciertos trabajos Comisionados que están amparados con esta garantía, el 1,917,500 dólares. Como parte del trabajo de administración del campo que tuvo a su cargo y de hecho durante la primera fase que de hecho estuvimos apoyados bajo un acuerdo de gestión de negocio con Pemex, se planteó y así se autorizó el cerrar los pozos. Ahora, el hidrocarburo sigue ahí abajo, ¿no? El hidrocarburo nadie se lo ha llevado. Presumiblemente lo que estaremos haciendo ya lo estaremos platicando. Pero bueno, esta área contractual podrá ingresar – si así lo define la SENER – en una licitación posterior y bueno, los campos, los pozos se podrán en operación y el hidrocarburo está ahí abajo. ¿No?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, eso está bien Presidente. Solamente, digo, nosotros aprobamos que se cerrara, pero también aprobamos un plan para que lo abrieran. Entonces yo hablo de si hay alguna pena convencional...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese es el tema precisamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.-...en el tema del cumplimiento al plan. No al programa mínimo de trabajo, sino al plan. Sino por ahí hay algo que pudiera considerarse, digo, para el tema de que nosotros como funcionarios públicos estemos vigilando el interés del Estado y no se nos vaya a ir la aplicación de alguna pena derivada del cumplimiento del plan aprobado, no del programa mínimo de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La pena es al programa mínimo que forma parte del plan. Entonces el programa mínimo de trabajo, que es la garantía que le estaremos ejerciendo a la empresa por el 1,917,500 dólares, es parte del plan. Además de eso, pues naturalmente la empresa para poder llevar a cabo la terminación, tiene que estar al corriente en el pago de sus impuestos que se postea en el Fondo. Tengamos en cuenta que se paga, que la empresa tiene que estar pagando y ha estado pagando impuestos por kilómetro cuadrado, por el espacio de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la asignación. Entonces como lo señaló el ingeniero Fausto, además de este 1,917,500 dólares, tiene que estar al corriente en el pago de sus regalías e impuestos con la autoridad fiscal y pagos que se realizan al Fondo Mexicano del Petróleo. Mismos que nosotros vamos a verificar, a ver si ahorita nos lo pudiera repetir el ingeniero Fausto y antes el licenciado Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionado. En efecto la pena convencional por 1,917,500 es por el incumplimiento al programa mínimo de trabajo. El día de hoy estamos iniciando el procedimiento de terminación anticipada del contrato y es justamente lo que nos faculta tanto a la Unidad Técnica de Administración de Contratos como a la Dirección General de Contratos hacer esa verificación de cumplimiento por parte del contratista. Y nosotros haríamos esa verificación ante todas las autoridades y así ante la CNH del cumplimiento de todas las obligaciones que tenga el contrato y por lo tanto subiríamos por una segunda ocasión una vez hecho este cierre contractual al Órgano de Gobierno y en su caso de así determinarlo podríamos establecer si está al corriente o debe algún otro tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces tendrá que estar. Además de cubrir la garantía señalada, tendremos que verificar con el Fondo Mexicano del Petróleo, con la Secretaría de Hacienda que no exista ningún otro adeudo y también por supuesto con la ASEA a efecto que el área se entregue en las condiciones. En las condiciones me refiero sobre la línea base ambiental y sobre la línea base ambiental que se evaluó al momento de entregar. Entonces tiene que verificar todo eso con las autoridades competentes.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Decir Presidente que la regalía adicional fue en su momento una variable de adjudicación de esta licitación. Fue la primera vez que licitamos contratos licencias como consecuencia de la reforma. Las primeras recordemos fueron en aguas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

someras y fueron contratos de producción compartida. Esta variable de adjudicación es atribución de la SENER y solamente apuntar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De la Secretaría de Hacienda.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Perdóname, la Secretaría de Hacienda. Y solamente apuntar que en licitaciones posteriores ya la Secretaría de Hacienda estableció un piso y un techo a esta variable de adjudicación. Solamente apuntarlo porque señalabas Presidente, lo señalabas bien pues que la regalía adicional había sido la razón fundamental que había manifestado este contratista. Regalía adicional por cierto pues que ellos establecieron con absoluta libertad resultado de los análisis que en su momento llevaron a cabo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, totalmente. La empresa ofertó esta regalía, fue su decisión y bueno, y así lo reconocen y así lo manifiestan cuando ellos vinieron en audiencia. Decir, "bueno, no hay ninguna otra razón. Es una regalía que ofertamos que ahora nos resulta inviable económicamente". Y también lo que apunta el Comisionado Pimentel es relevante tenerlo en mente. En aquella licitación, como lo establece la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Hacienda estableció un mínimo a la regalía que ya lo mencioné yo, fue 5%. Ahora en licitaciones posteriores la Secretaría de Hacienda establece un mínimo y un máximo. Y en caso de que las empresas deseen todavía ofertar más, es a través de un bono, es un pago en efectivo, lo cual consideramos que fue un movimiento muy atinado de la Secretaría de Hacienda.

Pero bueno, en este caso así es la situación. La empresa manifiesta la inviabilidad económica por la regalía y está solicitando ejercer esta terminación anticipada. Lo puede hacer. Tiene el costo ya mencionado para la empresa del 1,917,500 dólares, además como ya dijimos de que tendrá que estar... se tendrá que verificar con el Fondo Mexicano del Petróleo, con el SAT, Secretaría de Hacienda y ASEA que no exista ningún otro adeudo al respecto. Y de que en caso de que este Órgano de Gobierno lo apruebe como la lo mencionamos, tiene 15 días la empresa para depositar en el Fondo Mexicano del Petróleo, de lo contrato la CNH ejercerá las garantías que tenemos a favor del Estado. Comisionada ponente, doctora.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente aclarar que estamos en el inicio del proceso de terminación anticipada y que – como bien lo comentaba el Comisionado Presidente – se va a dar la revisión con este procedimiento de todos los supuestos a nivel de todas las instituciones que tenemos contacto, sea Fondo Mexicano del Petróleo, sea SAT, sea ASEA, etc., pero también internamente. Y para eso en una de las resoluciones se tiene de designar a un tercero para que acompañe al contratista en la etapa de transición final y esto tiene que ver con que todas las instalaciones que fueron entregadas al contratista sean regresadas al Estado digamos en condiciones similares conforme fue entregado. Y dentro de este procedimiento se checará los compromisos que se tenían en el plan de desarrollo. Del inicio – y no voy a entrar a detalle – pues había ciertos compromisos que empezó a realizar y que pues se le puede dar palomita y habrá otros que (bueno) se tendrán que revisar, pero eso es parte del procedimiento.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, está bien. De hecho ya entiendo, se arranca aquí. Durante el trabajo que estuvieran haciendo nuestros equipos, estarían vigilando. Mi única recomendación es: Échenle un ojo al 89 de la Ley de Hidrocarburos entre el análisis que están haciendo ustedes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario colegas Comisionados e ingeniero Fausto Álvarez, Director General Gamboa, doctor Monroy? Bien, Secretaria Ejecutiva.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 85 de la Ley de Hidrocarburos, es 85.

COMENTARIOS ADICIONALES

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Entonces son dos resoluciones. La primera es donde iniciamos el procedimiento.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y en la segunda es donde se pone a su consideración el ejercer las garantías.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Determinar la pena convencional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se determina la pena, que es la que mencionamos de 1,917,500 dólares.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Que nada más tiene que ver con el programa mínimo de trabajo. Si sale otra ya nos dirán después.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Si hay algún otro adeudo pendiente con alguna autoridad, se tendrá que cubrir también por supuesto. Muchas gracias por la precisión. Colegas, si están a favor les pido sean tan amables de levantar la mano."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las siguientes Resoluciones y Acuerdos:

RESOLUCIÓN CNH.E.56.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye tramitar y sustanciar el procedimiento de terminación anticipada por renuncia del contratista a la totalidad del Área Contractual del Contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.

ACUERDO CNH.E.56.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 23, fracción I, inciso g. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye tramitar y sustanciar el procedimiento de terminación anticipada por renuncia del contratista a la totalidad del Área Contractual del Contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.

RESOLUCIÓN CNH.E.56.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina las penas convencionales por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del Contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.

ACUERDO CNH.E.56.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, V, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracciones XII y XIII y 23, fracción I, inciso g. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina las penas convencionales por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo respecto del Contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe Trimestral sobre Autorizaciones de Perforación de Pozos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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 Faustino, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Ponemos a su consideración este informe trimestral que abarca de julio al 30 de septiembre de las solicitudes de autorización para la perforación de pozos. Si recuerdan, es un complemento de lo que ya habíamos visto en la sesión pasada, en la sesión ordinaria. Seguimos por favor, adelante.

En este trimestre se otorgaron 14 autorizaciones para perforar pozos y de igual manera dos modificaciones. Entonces en el pay que ustedes están viendo en pantalla están los pozos. De estos 14, 7 pertenecen a Pemex. Es decir el 50%. ENI tiene dos, es decir 14%, Diabaz tres, con 22%, Canamex uno (7%) y Hokchi uno que forma 7%. De las modificaciones que hablamos son Octli-1 y Manik-101A, ambos exploratorios, ambos en aguas someras, y las modificaciones fueron por reentrada y por diseño que también fueron autorizadas. Entonces de estos 14 pozos autorizados a perforar, 3 son exploratorios, 1 es exploratorio, pero de aguas profundas, y 10 pertenecen a pozos Tipo, haciendo un total de 14. Siguiendo por favor.

En esta lámina ustedes ven estas 16 autorizaciones expedidas, es decir los 14 pozos y las 2 modificaciones están repartidas de la siguiente manera. La tabla que ustedes ven arriba son pozos exploratorios en el cual 3 de ellos, los primeros tres, están en perforación al 30 de septiembre. Estaban en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación. Y los demás, el pozo Octli-1 está terminado y dos por iniciar. De los pozos de desarrollo son 10 pozos de desarrollo, los cuales todos estaban por iniciar en este periodo, en este trimestre. Los colores nuevamente son por operadores.

Les voy a mostrar ahorita el histórico de pozos perforados. Después voy a regresar a una lámina donde les muestro la parte de reservas y recursos prospectivos, pero aquí el histórico de pozos perforados – que fue una de las preguntas que nos hicieron la vez pasada – de agosto de 2014 a septiembre 2017 es un histórico de 73 pozos. Estos pozos están repartidos de la siguiente manera. 64 pertenecen a la empresa Pemex, que es el 87% ellos y otros operadores son 9, que es el 13%. Y aquí vemos de estos 47 pozos perforados exploratorios están divididos de la siguiente manera. 45 son de Pemex, 1 del operador Hokchi y 1 de Talos. De los pozos delimitadores son 18. Tenemos de Pemex 11, del operador Hokchi 4, del operador ENI 3. Y por último los pozos de desarrollo son 8 pertenecientes a Pemex. Seguimos por favor.

Estos son los resultados en forma genérica de los 73 pozos que se han perforado. Ustedes ven aquí igual en amarillo son los productores, los cuales son de desarrollo básicamente. Son 8 que ha perforado Pemex. Los delimitadores exitosos están en color azul. 6, Pemex ha perforado 6; Hokchi 4 y ENI 6. Y de esos pozos perforados exitosos exploratorios Pemex ha perforado 27, el operador Hokchi 1 y el operador Talos 1. Y de los improductivos, 23 que han sido perforados por Pemex. Esto nomás es el histórico.

Regresando a las 14 autorizaciones que realizamos en este trimestre. Seguimos por favor, la siguiente. Esa. Vemos los recursos prospectivos asociados al pozo Ambus-1, que es aguas profundas. Son 157 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, recursos prospectivos. Las reservas a reclasificar de los tres pozos delimitadores autorizados son el Miztón-2DEL con 208, Tecoalli-2DEL 68 y Hokchi-6DEL 25. En cuanto a la producción esperada por los 10 pozos que se tienen de desarrollo, se espera 11,577 barriles por día. Ese es el resumen de las autorizaciones que hicimos en este trimestre, el tercer trimestre de 2017. Ponemos a su consideración este informe trimestral.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Monroy. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- De las 14 autorizaciones que se solicitaron en el trimestre, ¿Cuántos pozos aprobamos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De los 14. Si bien ponemos por favor la lámina esta. Estas autorizaciones son 14 y 2 que son modificaciones. Las modificaciones están aquí; éstas, Manik es uno y Octli. Entonces todos los demás son pozos que hemos aprobado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. ¿De esas 14 hay alguna solicitud que involucre que sea un pozo Tipo y que con eso apruebes más pozos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuántos pozos son?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De hecho estos son los pozos de desarrollo. Tenemos son 43 pozos que amparan los pozos Tipo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, de las 14 involucran 43 pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 43 pozos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, en el trimestre se aprobaron 43 pozos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- De estos se aprobaron 4 modelos de diseño y esos 4 cuatro modelos de diseño amparan esos 43 pozos a que se refiere el informe. Y 6 pozos se aprobaron como pozos Tipo individuales. Esos son los 10 que se manifiestan aquí en la información. Lo que pasa es que los 43 pozos únicamente llega la autorización como modelo de diseño



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y ponen un cierto número de pozos que van amparando ese modelo. En este caso Pemex – que es el solicitante – decida perforar estos pozos envía la información correspondiente, pero ahorita ya están amparados con ese pozo modelo de diseño.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En total son 10 pozos Tipo única y exclusivamente. Están asociados, amparan 43 pozos que en su momento pues tienen que meter la información para el aviso.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 14 solicitudes, ¿cuántos pozos consideran ahí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 10 pozos Tipo. De esas 14, 10 pozos Tipo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, no quiero pozos Tipo, quiero todos los pozos que se aprobaron.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí están, estos son.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿16? Esos que están ahí en la pantalla.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, 16.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No me cuadra. Entonces de donde sale el 40 y tanto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Los 43 pozos están asociados a Coapechaca-1044. Si lo ven aquí, que es este. Aragón-281. Bueno, Coapechaca tiene 10 pozos amparados.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, hay 10. Ahí en el 2 hay 10.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Aragón-281 tiene 9 pozos amparados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 19 pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Corralillo, 28, que es este.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Ese trae 28 más?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 9, 9. Y Miahupán-3397, que es este, tiene 15. Es decir, son 10, 9, 9 y 15.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 28, 43.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 43 más el resto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Más el resto cuánto es?
¿Cuánto es más el resto?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Más 14.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 57 pozos. ¿Si, esos son? Es que Toño dice que no.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El total si, que involucra esos pozos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- En total son los pozos que están involucrados, así es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sin embargo estos 43 recordemos que nos deben de dar el aviso por nuestros lineamientos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En total se aprobaron 57 pozos de desarrollo.

↑

OAK-TREE



SAFETY

↓

M



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Digamos que sí, porque ya están amparados por esos modelos de desarrollo. Si.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario colegas? Secretaria Ejecutiva.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Serían 6 pozos exploratorios para 3 meses. ¿Eso es una cosa especial o es promedio?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, realmente fueron las solicitudes que nosotros recibimos en este tiempo. Quizá en el siguiente trimestre ustedes van a ver un crecimiento importante en esta parte, que fue finalmente lo que recibimos a finales de trimestre y que ahorita no entran en la evaluación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, no hay un promedio así que digamos, pero por lo que vimos en la sesión anterior de los planes aprobado esperamos un repunte de muchísimos pozos exploratorios para autorización. Estaremos trabajando en ello.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Alguna otra observación? Siendo así, Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

ACUERDO CNH.E.56.004/17

Con fundamento en el artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe Trimestral de autorizaciones para la Perforación de Pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

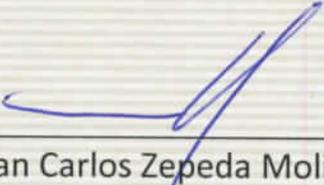
OAK-TREE



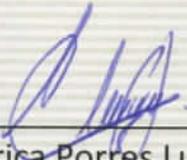
SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:27 horas del día 7 de noviembre de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2017 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.



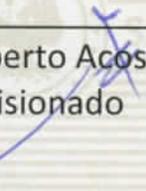
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



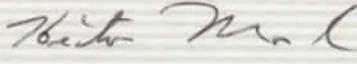
Alma América Porres Luna
Comisionada



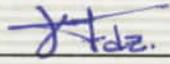
Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



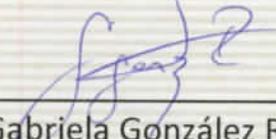
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva