



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

SÉPTIMA SESIÓN ORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 13:07 horas del día 21 de junio del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Séptima Sesión Ordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0412/2017, de fecha 16 de junio, 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 respecto del Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016 correspondiente al Área Contractual 17, Campo Paso de Oro.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan de Evaluación presentado por Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A24/2016, correspondiente al Área Contractual 24, Campo Tecolutla.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0056-M-Mezcalapa-06.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016 correspondiente al Área Contractual 17, Campo Paso de Oro.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Maestro Mena, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Muy buenas tardes. Para iniciar me gustaría aclarar que nos acompaña el equipo de la Dirección General de Dictámenes Julio, Roberto, Elvis y María Guadalupe que fueron quienes hicieron el análisis, documentación que vamos a presentar en este momento y que nos apoyarán con cualquier duda o aclaración que se presente. Entonces, dictamen técnico, plan de evaluación del área contractual 17 Campo Paso de Oro. Contratista: Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. Gracias.

Voy a iniciar con algunos antecedentes de manera muy general. El 11 de mayo del 2016 durante la Décima Sexta Sesión Extraordinaria de este Órgano de Gobierno el contrato fue adjudicado al licitante en segundo lugar, tal y como se establece en las bases y el fallo correspondiente. 106 días después la CNH firma en representación del Estado el contrato de exploración y extracción de hidrocarburos con la empresa, con la contratista Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México. Valga la pena aclarar que las bases de la licitación establecen un plazo de 140 días que fue cubierto en 106. En diciembre del 2016 se presentó por parte de la empresa contratista el plan de evaluación. En enero del 2017 se remitió la prevención al plan presentado. En febrero, el 10 de febrero del 2017, la contratista presentó la atención y los diversos alcances y la información solicitada para que finalmente en marzo se notificara la suficiencia de información y la última sesión de trabajo fue celebrada el 8 de mayo del presente año en donde – como lo hemos comentado para estos dictámenes – se realiza el análisis de la información, se revisa con entidades externas como la Secretaría de Economía el contenido nacional, con la ASEA el estatus de sus procesos y en general el análisis que desarrolla el equipo aquí a mi lado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ubicación y descripción del área contractual. Paso de Oro está ubicada en el Estado de Veracruz del municipio Papantla y Martínez de la Torre. Como se puede ver, está presentado en tres bloques que se denominan Oro C, Oro B y Oro A para un total de 23.11 km cuadrados. La fecha de emisión de la firma fue el 25 de agosto del 2016 con una vigencia de 25 años en la modalidad de licencia. Los yacimientos son del Cretácico y Jurásico superior con un aceite de 29 grados API y gas asociado.

Con respecto al programa mínimo de trabajo el contratista debe acreditar un total de 4,784 unidades de trabajo. Sin embargo, la propuesta de un pozo direccional, la reparación mayor que veremos su contribución más adelante, la actualización del modelo estático y el núcleo que proponen tomar representan un total de 5,200 unidades de trabajo. El pronóstico de producción únicamente presentan de manera puntual los datos que se obtendrán durante las pruebas puesto que se propone hacer una reparación mayor del pozo Paso de Oro 1 que es el único que resultó productor históricamente y estiman una recuperación de 500 barriles por día. Revisando los datos y antecedentes, estos pozos cuando iniciaron alcanzaron del orden de 2,500 y el último reporte andaban de 1,000 antes de que se cerraran. Los demás resultaron improductivos por agua. Y la perforación del pozo direccional tipo "J" que se realizará en el bloque Paso de Oro A, con un estimado de 1,000 barriles por día y una fracción de 0.2 millones de pies cúbicos por día.

Con respecto a las inversiones y gastos de operación el contratista estimó una inversión de 12 millones 915 mil 866 dólares distribuidos como se ve en la gráfica en porcentajes, siendo el monto mayor el referido a la perforación y terminación del pozo con un 71%. Aquí vale la pena resaltar que la profundidad estimada es del orden de los 4,100 metros desarrollados. De ahí el costo de este pozo.

Una vez hecho el análisis se identificaron que las actividades realizadas propician el cumplimiento del programa mínimo de trabajo. El modelo estático permitirá generar la ubicación de nuevos pozos a perforar, por lo que se concluye que son tecnologías probadas y adecuadas para las características del área contractual del Estado de Veracruz. La reparación mayor que proponen, que consiste básicamente en la recuperación del aparejo de bombeo neumático y el cambio de aparejo, así como la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación de un pozo direccional tipo "J" que incluye toma de registro y recolección de núcleos, son actividades adecuadas para un mejor conocimiento del área contractual. Asimismo, se indica que no cuenta con infraestructura propia para la medición y el transporte de la producción por lo que se plantea pues transportar el aceite a través de carro-tanques hasta la planta donde se realizará la medición utilizando un patín de medición de descarga. Con base en el análisis se propone al Órgano de Gobierno el área contractual 17 Campo Paso de Oro. Quedo a sus órdenes para cualquier duda o aclaración.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, yo nada más respecto al perfil de producción. El pico de producción de esta área cuál ha sido en toda su historia. ¿Lo tienen? Yo tengo un dato que dice 536 barriles en 1988.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, INGENIERA MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ.- Buenas tardes, en 1959 cuando se descubrió el campo solamente resultó productor el pozo Paso de Oro 1 que es el que se propone para la reparación mayor y la producción inicial fue de 2,540 barriles por día. Sin embargo, se tiene la historia de producción a partir de 1960 y el máximo es de 500 barriles.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esta bien, digo, son sus datos. Yo traigo aquí otro dato, era menor. Pero al final el que va a hacer el pozo, el que va a arriesgar su dinero, es el contratista bajo un esquema de licencia es toda su responsabilidad y ojalá y sí dé esos 1,000 barriles que está señalando en este pozo. Porque yo de este pozo Paso de Oro 1 tengo que su pico fue 376 barriles, pero puede ser que yo lo haya tomado mal. Y el que están proponiendo el Oro A, dicen 1,000 barriles, lo cual sería excelente porque tenemos un área similar con este contratista que apenas rebasó los 1,000 barriles con varios pozos. Digo, en otra zona, pero al final el que va a arriesgar su presupuesto, sus inversiones – y que ojalá le vaya bien – es el operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, muchas gracias ingeniera. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.07.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan de Evaluación presentado por Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A17/2016 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 17, Campo Paso de Oro.

ACUERDO CNH.07.001/17

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, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A17/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V., el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A17/2016, correspondiente al Área Contractual 17, Campo Paso de Oro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan de Evaluación presentado por Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A24/2016, correspondiente al Área Contractual 24, Campo Tecolutla.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. Dictamen técnico sobre plan de evaluación del área contractual 24 Tecolutla, contratista Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V. Con respecto a los antecedentes de igual manera el 11 de mayo del 2016 – durante la sexta sesión extraordinaria – el contrato fue adjudicado al licitante en segundo lugar y 106 días después la CNH firma en representación del Estado el contrato de exploración y extracción de hidrocarburos con la contratista Tonalli Energía S.A.P.I. de C.V., eso fue el 25 de agosto del 2016. En diciembre de ese mismo año la empresa presentó su plan de evaluación. Se hizo la prevención en enero. La atención y alcances solicitados fueron atendidos el 17 de febrero. Finalmente, esta Comisión notificó la declaratoria de suficiencia de información en marzo. La última reunión de trabajo fue el 10 de mayo y el día de hoy estamos presentando la opinión técnica de la ubicación y descripción del área a continuación descrita.

Es el área 24 Tecolutla del Estado de Veracruz, Ignacio de la Llave del municipio Tecolutla. Representa 7.16 km cuadrados. La fecha de la firma fue el 25 de agosto del 2016 con una vigencia de 25 años. El tipo de contrato es de modalidad de licencia. El yacimiento es El Abra en Tecolutla y es un hidrocarburo de aceite de 20 grados API y gas asociado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto al programa de trabajo – gracias – el contratista debe acreditar 4,600 unidades, sin embargo, la propuesta final es de 4,978 con la perforación de un pozo, la reparación mayor, estudio de núcleos, pruebas de producción e interpretación sísmica 3D. El pronóstico de producción que se muestra en pantalla sobre aceite asociado a las pruebas repito, asociado a las pruebas de producción – en este plan de evaluación muestran un estimado en promedio que puede alcanzar los 353 barriles por día fue un pico máximo del orden de los 500 como se ve en la lámina. Solamente representa los cinco meses el primer incremento. El primer salto en la gráfica obedece a la reparación mayor y posteriormente a la perforación del pozo. Inmediatamente después hay un decremento por los cinco meses correspondientes a la reparación mayor y finalmente cierra la prueba de la perforación del pozo durante esos cinco meses estimados.

Inversiones y gastos de operación. Se estima una inversión de 8 millones 930 mil 128 dólares distribuidos como se ve en la gráfica, siendo el porcentaje mayor el de la perforación y terminación de pozos con un 49%. Aquí la profundidad estimada de ese pozo es de 2,550 metros desarrollados. Por eso es menos la inversión requerida.

Como resultado del análisis, el plan es congruente con los objetivos planteados y las actividades dan cumplimiento al programa mínimo de trabajo establecido. El reprocesamiento sísmico, los núcleos, las pruebas de producción, están encaminados a determinar las características petrofísicas y la estimación de las propiedades del yacimiento lo cual permitirá la ubicación pues de nuevos pozos o alguna propuesta específica para los que ya existen y representan tecnologías adecuadas a las características del área contractual en el Estado de Veracruz. Asimismo, atendiendo lo establecido en el artículo 6 sobre las disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas en la exploración y extracción de hidrocarburos, aquí se prevé tramitar los permisos o autorizaciones que en su caso resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural durante el periodo de la prueba de producción puesto que no hay infraestructura para su manejo. Y con respecto a la medición y transporte, se plantea transportar el aceite producido de las pruebas de producción por medio de carro-tanques hasta la planta de bombeo. Derivado de lo anterior se propone a este Órgano de Gobierno el plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluación presentado para el área contractual 24 Tecolutla. Quedo a sus órdenes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ¿cuántos pozos tiene perforado este campo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Son 7 pozos perforados, 2 cerrados y uno taponado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 2 cerrados, 5 terminados. O sea, los taponados es taponado temporalmente o...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tienen taponamiento definitivo y los dos cerrados que tienen posibilidades son el Tecolutla 2 y el Tecolutla 6.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea no hay infraestructura.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No tienen infraestructura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho es el mismo caso que el caso de Paso de Oro. O sea, en las pruebas de producción con las cuales entiendo ustedes dice, "pues si, sí le aceptamos el perfil porque la prueba de producción dio 2,000 barriles o dio 1,000 barriles, etc." Está muy bien. Pero la realidad es que el perfil de producción que ellos pueden dar no teniendo infraestructura sino estar llenando carro-tanques con toda la operación que lleva estar cambiando el carro-tanque en cada uno de los pozos o del tanque donde estén llegando hace que el perfil de producción máximo de esos campos sea mucho menor. O sea, aunque ahorita te ponga aquí el perfil eso significaría con producción continua y es derivado de una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prueba. La realidad es que este es el perfil que no van a dar, es el que pudieran dar si tuvieran todo, pero eso ustedes no lo especifican en su dictamen. O sea, nada más dicen que es el potencial, pero la realidad el que se va a comercializar, de cual vamos a tener, regalías, etc., me parece que este no es, sale. Entonces yo creo que vale la pena hacer la observación en los dictámenes de que el perfil de producción si es derivado de lo que ustedes señalan, de una prueba de producción, pero no va a ser el que realmente se va a dar y la historia lo ha demostrado. Yo les decía del pico de producción hace un momento que no se ha visto. Si ustedes ven los reportes de producción de esos campos no es así, pero debe ser por la operación que es la que hace que cierre producción por algunos momentos en lo que estas llenando el carro tanque.

Yo creo que, en el dictamen, de ser posible, se debe evaluar la conveniencia de poner infraestructura que permita la continuidad en la producción, sobre todo si tiene un potencial de 3 o 2 veces más de lo que realmente ha mostrado su historia. Digo, esa es decisión del operador, pero nosotros podemos hacer una recomendación de que se analice la construcción de infraestructura para poder aprovechar mayor el potencial de estos yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Tomamos nota, gracias.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.07.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Plan de Evaluación presentado por Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V.,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en relación con el contrato CNH-R01-L03-A24/2016 para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente al Área Contractual 24, Campo Tecolutla.

ACUERDO CNH.07.002/17

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, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en la Cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A24/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba a la empresa Tonalli Energía, S.A.P.I. de C.V, el Plan de Evaluación en relación con el citado Contrato CNH-R01-L03-A24/2016, correspondiente al Área Contractual 24, Campo Tecolutla.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0056-M-Mezcalapa-06.

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, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes Comisionado Presidente,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionada, Comisionados buenas tardes. Vamos a poner a consideración de este Órgano de Gobierno el dictamen técnico sobre la modificación al plan de exploración de esta asignación de Petróleos Mexicanos AE-0056-M-Mezcalapa-06. Si pasamos a la siguiente por favor.

Como generalidades de este campo, de esta asignación vemos que tiene una superficie de 974 km cuadrados. Está asignación está localizada en la Cuenca del Sureste, en la provincia de lo que es conocido como el Pilar Reforma-Akal y en general en esta asignación como observamos en el mapa tenemos campos del Mesozoico productores de aceite ligero, pero también tenemos campos productores de aceite ligero en el Terciario. Es decir, tenemos dos plays ahí probados ya. Y precisamente en esta asignación hay un recurso prospectivo de aproximadamente de 372 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el tipo de hidrocarburo que se espera es ligero en todas estas oportunidades que Petróleos Mexicanos tiene. Entonces uno de los principales objetivos para la modificación de esta asignación es precisamente el perforar el pozo Cibix-1. Entonces esto es lo que vamos a presentarles a ustedes sobre esta asignación y con el permiso del Comisionado Presidente doy la palabra al doctor Felipe Ortuño para que nos explique en que consiste.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Gracias Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. En unas cuantas láminas les vamos a presentar entonces las modificaciones que se están solicitando para este plan de exploración y son realmente modificaciones muy puntuales, muy particulares, y con un punto muy significativo que es la perforación del pozo. Y para ello me gustaría entrar primero en una reseña de las actividades exploratorias que se han realizado durante los años 2015-2016 en la cual se contemplan, se contempla la realización de 15 estudios que fueron realizados durante este periodo en toda la cadena de valor del proceso exploratorio. Es decir, estudios de evaluación de cuencas, estudios de evaluación de sistemas petroleros, estudios de VCD, estudios de identificación y evaluación de plays, evaluación y selección de prospectos, caracterización y delimitación inicial y también de prueba de prospectos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a procesamiento sísmico pues prácticamente se realizó una actividad de 500 o más precisamente 499 km de procesamiento sísmico en tiempo en los, en la asignación que estamos viendo aquí. Procesamiento sísmico en 2D que son las líneas que se ven en el norte de la asignación y además también procesamiento sísmico en la parte noreste y en la parte noroccidental con procesamiento sísmico 3D. Y la perforación del pozo Japoka-1 que se encuentra en este extremo de la asignación el cual resultó improductivo.

Dicho esto, en 2017 – si lo vemos en la siguiente lámina – encontramos aquí justamente las principales modificaciones que se están, que está solicitando PEMEX al plan, al plan de exploración. La motivación es buscar la extensión de los plays probados del Mioceno Superior en el sector norte de la asignación sobre todo y para ello está planteando el procesamiento sísmico en profundidad de 960 km cuadrados y la perforación del pozo Cibix-1 que se encuentra en esta localización y que justamente como se ha mencionado está buscando la extensión de los plays productores de estos campos Tintal y Ayapa que se encuentran en la parte suroccidental de la localización.

El prospecto Cibix-1 tiene dos objetivos, aquí lo estamos viendo. Está situado en una zona muy particular desde el punto de vista geológico en donde se ve justamente una falla maestra que es la que vemos aquí, que está separando dos dominios geológicos muy particulares. Uno es el Pilar Reforma-Akal y otro es la Cuenca de Comalcalco, en donde está colapsando estas fallas normales o fallas lítricas toda la secuencia sedimentaria. De tal manera que nos encontramos aquí ante un escenario de campos terciarios, de campos terciarios que se encontrarían en el Terciario, justamente en el Mioceno Superior, en bloques que están separados por fallas normales y que estarían digamos haciendo el papel de área sello. La profundidad total de este pozo Cibix-1 es 3,955 metros de profundidad. El principal tipo de hidrocarburo es también aceite ligero con un recurso prospectivo para este proyectado pozo de 13 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 34%.

Ahora bien, si vamos a la siguiente lámina por favor, lo vamos a ver de manera global. Veámoslo cualitativamente y también en inversiones. Aquí vemos entonces el procesamiento, el procesamiento 2D. En el plan original



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no se había considerado, se están haciendo veinti..., voy a pasar acá, se está pasando, no se había considerado el procesado 2D de tal manera que realmente se están haciendo 23 km cuadrados, 23 km lineales. En procesado 3D de una consideración de 83 km cuadrados se estaría incrementando de manera importante a 1,459 km. En adquisición realmente se había considerado 156 km lineales de sísmica 2D la cual finalmente no fue adquirida y también en la adquisición sísmica 3D se había considerado en el plan autorizado 285 km cuadrados que tampoco finalmente fueron adquiridos. Ahora, ¿cómo se compensó esto? Bueno, finalmente ya en la parte operativa este procesamiento 3D de 1,459 km sustituyó a la adquisición sísmica 3D y 2D que se había considerado en el plan original, de tal suerte que con este procesamiento se pudo caracterizar y hacer los cálculos necesarios para sustentar la perforación del prospecto Cibix número 1.

En estudios, bueno, vemos también en el histograma pasa de 12 a 13 y más particularmente aquí está representado la documentación de los prospectos exploratorios que vimos en el mapa. De pozos pasaría de uno a dos. Y de manera global estaríamos pasando de 1,095 millones que se habían planteado de inversión en el plan original a 920 millones de pesos. Aquí vemos también el cronograma general, todas las actividades globales que se habían, que se habían planteado y entonces en 2017 los cambios, los cambios consisten principalmente en este procesamiento sísmico 3D en profundidad y la perforación del pozo Cibix-1 que está considerado para perforarse durante, con una duración de 2 meses y medio. Y bueno, si me permiten le pasaría la palabra al maestro Jesús Salvador para que explique la parte del programa de inversiones.

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

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Vamos a hacer entonces un pequeño análisis, a presentar un pequeño análisis del programa de inversiones relativo a esta modificación al plan y una evaluación económica con las premisas establecidas por el operador. Si pasamos a la siguiente, les recuerdo que el análisis que hacemos del programa de inversiones se hace



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a nivel sub actividad petrolera y para la actividad de exploración estas son las siete sub actividades que corresponden de acuerdo a los lineamientos de la Secretaría de Hacienda.

Para esta modificación se está estableciendo que en el 2017 se van a gastar 12 millones 102 mil 472 dólares y en global para todo el periodo inicial estaría cercana la inversión a los 50 millones de dólares. Obviamente la perforación de los pozos como es habitual en este tipo de proyectos es la que se lleva la mayor parte con casi el 51%. Si pasamos a la siguiente. Lo que estamos aquí viendo es el monto que estaríamos nosotros aprobando para este tercer año del periodo inicial de exploración, el cual es de 10 millones 691 mil dólares redondeado. Y el rango de referencia que nosotros hemos establecido de acuerdo a las bases que tenemos y a las fuentes que hemos consultado estaría entre los 9 millones 400 mil dólares y los 12 millones 570 mil dólares. Por lo tanto, creemos que está de acuerdo y en línea con los precios del mercado.

De acuerdo, continuando con la evaluación económica, las premisas presentadas por PEP serían la tasa de descuento del 10%, un tipo de cambio de 18.5 pesos por dólar, la equivalencia gas-petróleo crudo equivalente de 5.15 y aquí tenemos los vectores, los promedios de los vectores de precios para los diferentes tipos de hidrocarburo. En el escenario que PEMEX nos ha presentado se estarían recuperando hasta 148 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en la siguiente diapositiva vamos a ver que antes y después de impuestos. Hemos encontrado un valor presente neto positivo, con lo cual se considera que tienen digamos una buena posibilidad de tener un proyecto económicamente viable de ser desarrollado posteriormente a la caracterización y delimitación de estos campos.

Y finalmente como resultado de esta opinión económica pues decir que el programa de inversiones presentado ha sido elaborado con base en la normatividad aplicable y se encuentra dentro del rango respecto a precios de mercado y que la evaluación económica antes y después de impuestos muestra un proyecto rentable. Esto sería de nuestra parte.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Y entonces en la siguiente. Pues con respecto al programa de administración de riesgos y el programa de cumplimiento de contenido nacional en esta lámina se deja constancia justamente de los oficios por los cuales la Agencia, la ASEA y la Secretaría de Economía están informando acerca de que procede justamente la modificación al plan de exploración. En la siguiente.

Las conclusiones son que los resultados del reprocesamiento, interpretación sísmica y selección de prospectos justifican la perforación del pozo Cibix-1 toda vez que tiene una clasificación prioritaria en la cartera de prospectos de la asignación, en términos de recursos prospectivos y probabilidades de éxito. Los objetivos geológicos son las formaciones del Mioceno Superior, mismos que buscarán la analogía geológica de los campos Tintal y Ayapa, productores de aceite ligero en la zona norte de la asignación. Asimismo, la perforación de este pozo resulta conveniente en razón de que aportaría reservas adicionales de aceite ligero en estos, en estos compartimientos de paquetes sedimentario del Mioceno Superior. Por lo tanto, las Direcciones Generales de Dictámenes de Exploración y de Estudios Económicos y Estadística someten a la consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación de las modificaciones solicitadas por la empresa productiva del Estado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Está a su consideración colegas Comisionados. Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Yo tengo una pregunta nada más. Bueno, se está planteando la modificación del plan de exploración para agregar – adicional a otras cosas – la perforación de dos pozos en lugar de uno. ¿Es correcto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Así es, así es Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y en inversiones me llama la atención que a pesar de que se hace el doble de pozos la inversión baja. ¿Cuál es la razón de esto? Porque baja de 474 millones a 471.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si Comisionado. Lo que nosotros hemos considerado es que la perforación del pozo Cibix es realmente bastante, bastante económica. Se encuentra en rango de los precios actuales, pero digamos, considerando que el compromiso anterior fue realizado en 2014 los costos estaban en otro nivel bastante más elevado. Por esto consideramos que, aun que se perforan dos pozos, por esta caída de precios y por lo tanto de costos se puede considerar que han alcanzado a cumplir incluso con menos inversión de la necesaria alcanzar las metas físicas.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- ¿Estaríamos hablando prácticamente de un 50% de decremento en los costos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Sí. De hecho, en algunos estudios que hemos revisado de consultores internacionales se ha visto que en global se podría hablar de hasta 37% de costos ya totales de la industria y en perforación sí han bajado considerablemente.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ok.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Y abundando a esto, pues también la profundidad de la perforación no es muy importante. Este pozo Cibix pues va a unas profundidades de más de 2,000 metros, 2,400, 2,800 metros. Son pozos realmente someros relativamente.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muy bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No sé si ayuda también que se tenía programado tomar sísmica en lugar de reprocesarla. Y entiendo que el reproceso sale más barato, ¿no? Y de hecho mi pregunta va en ese sentido. Desde el punto de vista jurídico, si nosotros ahorita aprobáramos un plan en donde había una toma de información sísmica y ahora se cambió por un reprocesamiento que técnicamente está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sustentado, no tenemos problema que digamos: “Está permitido”. Es práctica internacional que se pueda reprocesar y tomar la decisión de perforar un pozo. Pero desde el punto de vista legal o jurídico, si el título de asignación tiene esto como un trabajo mínimo y nosotros aprobamos un plan que no cumple con el trabajo mínimo, ¿cómo estamos salvando esa parte? O cómo la estamos documentando de tal manera de que tampoco podemos obligar a un operador a lo imposible y además técnicamente si está permitido un reprocesamiento. ¿Cómo vamos a subsanar esa parte, digamos administrativa/legal de que aprobemos un plan sin que cubra el trabajo mínimo, sobre todo en la sísmica?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- ¿Me permite Comisionado?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor Director General.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias. Es correcta su apreciación Comisionado. De hecho, como lo mencionó el doctor Felipe en su exposición justamente la adquisición de sísmica 2D y 3D es el decremento respecto del programa mínimo, del compromiso mínimo de trabajo. Tal como se menciona en el dictamen técnico y en la resolución, la adquisición de sísmica... bueno PEMEX manifestó que el reprocesado de sísmica le sirvió para llevar a cabo sus actividades de exploración y con ello le bastó para no hacer la adquisición de sísmica 2D y 3D. Técnicamente como usted dice está sustentado. Jurídicamente lo que menciona la resolución es que se aprueba el total de actividades respecto de las demás actividades del compromiso mínimo de trabajo, que son estudios, la perforación del pozo, el procesamiento 2D y el procesamiento 3D. Y a su vez la resolución establece – con la opinión en el dictamen técnico – que se solicita a la Secretaría de Energía a modificación del título de asignación de Mezcalapa a fin de que, de considerarlo viable dentro de sus atribuciones, se modifique el título para no considerar la adquisición de sísmica 2D y 3D.

En este sentido, si en caso de que la Secretaría de Energía se haga la modificación pertinente, el título sería asequible junto con el plan que estuviéramos aprobando en este momento. Nada más quisiera resaltar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que, conforme al artículo 16, último párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, establece que tanto la Secretaría de Energía o la Comisión Nacional de Hidrocarburos pudiera solicitar esa modificación del título de asignación. Entonces, en ejercicio de dicha atribución o facultad de la Comisión es donde se está previendo la modificación al título.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien. Oigan, ¿y pueden ir al cronograma? Este pozo Cibix dice que iba – bueno, de acuerdo a ese plan – en mayo, ¿no? Pero pues ya estamos en junio y en lo que le aprobamos, que seguramente va a ser rápido, va a perforar y se va a extender. Si es que esto, su vencimiento es en agosto se le va a vencer su plazo del periodo inicial de exploración. Nada más la pregunta es si ellos en mayo, creo que el 29 de mayo fue la fecha límite para solicitar un periodo adicional de exploración demostrando que cumplieron con trabajo mínimo, etc. Si esta asignación hizo la solicitud y si es así yo creo que va a ser como en otros planes que hemos aprobado que, bueno, en caso que lo aprobemos, quede condicionado a que se le apruebe ese segundo periodo adicional de exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Si Director General.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias. Tal como se menciona en el resultando décimo primero de la resolución mediante oficio PEP.DG.SAPEP.CGR-400/2017, Petróleos Mexicanos manifestó su interés de continuar con las actividades a realizar en esta asignación. Sin embargo, también hizo referencia a que estaba en proceso de modificación tanto, bueno, la solicitud en curso en la Secretaría de la Comisión, tanto del título de asignación como del plan. En este sentido ya se contempla en la resolución ese condicionamiento para llevar a cabo la terminación del pozo en caso de que se le otorgue el periodo adicional.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Según la información que tenemos al menos hay 10 oportunidades que han detectado ellos en toda la asignación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ya mi última Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Respecto a la evaluación económica, que se consideran 62 dólares por barril. ¿No es muy alto? Y la otra es, y no es para precisamente para la parte económica, sino desde el punto de vista de Comisión no sé si nos toca a nosotros empezar a decir que precios de hidrocarburos son los aceptables para presentar en un plan, porque al rato nos van a presentar planes diversos operadores igual con diferentes precios, diferentes fuentes. No sé si eso, digo, tampoco quiero ser, empezar a pensar en sobre regular, pero sí tener unos criterios de que precios o que referencias se tienen que tomar dado que ahorita 62 dólares pues se ve muy alto a los precios actuales, ¿no?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si, gracias Comisionado. Lo que se menciona como 62.93 dólares de precio sería el promedio del valor del vector de precios que PEP presenta en el periodo comprendido entre 2019 y 2039. Ese sería el promedio. Sí se ve cuando uno observa el vector que va primero, digamos a los precios actuales evidentemente y va subiendo y se queda estable fluctuando entre los 60 y los 65 dólares. Ahora bien, si esto es adecuado, coincido con usted en que quizá como institución tenemos que plantearnos estas cuestiones. Sin embargo, la mayoría de los escenarios base considerados con los consultores internacionales, el escenario base lo tienen casi siempre en 60 dólares. Quizá esto en ese sentido no está muy alto, considerando un escenario real flat, plano, de 60 dólares por parte de consultores.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, gracias.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No sé si se podría hacer un rango más bien para no dar un valor así promedio. A lo mejor podríamos dar un rango para estas premisas. Eso lo dejo sobre la mesa, pero sería un poco más adecuado creo yo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que anotamos, ¿no? Y les propongo que lo estudiemos la conveniencia de establecer un rango, algún lineamiento del precio a utilizar en los planes de desarrollo que se presenten a la Comisión a aprobación, ¿no? ¿Les parece bien que estudiemos el tema? Colegas, ¿sí? Muy bien. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.07.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente a la Asignación AE-0056-M-MEZCALAPA-06.

ACUERDO CNH.07.003/17

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, 44 fracción I y 47 fracción V, 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 se aprueba la modificación al Plan de Exploración correspondiente a la Asignación AE-0056-M-Mezcalapa-06.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Continuamos con el desahogo del Orden del Día con los asuntos para conocimiento Tenemos listado el informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo. En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, les reporto que tuvimos dos avisos. El primero la asistencia de los Comisionados Juan Carlos Zepeda, la doctora Alma América Porres Luna y el doctor Héctor Moreira al Congreso Mexicano del Petróleo 2017 del 7 al 10 de junio de 2017. Y el seguimiento al proyecto Integración Energética México-Estados Unidos al que asistió como ponente el doctor Héctor Moreira Rodríguez del 13 al 15 de junio de 2017. No sé si tengan comentarios al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No hay comentarios Secretaria.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.07.004/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas bajo el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva se refirió a los asuntos generales.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y continuamos con el punto de asuntos generales. En desahogo de este punto del Orden del Día y en atención a la instrucción/solicitud que me hicieron en la pasada Sesión Extraordinaria el día 12 de junio, en la vigésimo Cuarta Sesión Extraordinaria, quisiera tratar el tema de la migración de contratos integrales de exploración y producción y de los contratos de obra pública financiada, a los que nos referimos como CIEF o COPF.

Se comentó la duda respecto de la posibilidad o no de subir este tema a consideración del Órgano de Gobierno en relación con la procedencia de la migración. Este punto, en la interpretación de la Secretaría Ejecutiva, como ustedes saben está regulado la migración de los CIEF y los COPF en el transitorio vigésimo octavo del Reglamento, perdón, de la Ley de Hidrocarburos y en el transitorio sexto del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. En estos transitorios no se menciona la participación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para opinar la procedencia de la migración. Con base en ello, una vez que la Secretaría de Energía nos solicitó opinión en algunos de los casos, pongo por ejemplo el tema de Pánuco que fue el tema del Orden del Día, el tema también de la migración de Santuario. Una vez recibida la solicitud por parte de la Secretaría de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Energía, la Secretaría Ejecutiva lo turnó al área correspondiente, al área técnica correspondiente, y se desahogó sin considerar a ningún ponente ni considerar subir este tema a Órgano de Gobierno. Lo anterior en virtud de que hemos tenido el criterio de que los temas que expresamente se señalan para la Comisión Nacional de Hidrocarburos tanto en Ley como en Reglamento sean atendidos en Órgano de Gobierno salvo los casos que el propio Órgano de Gobierno delegue. Esos fueron los casos anteriores.

No obstante, derivado del interés que se manifestó yo tomo nota y con base en lo establecido en el artículo 13 del Reglamento Interno procedería si es de su interés a tomar los siguientes asuntos que lleguen a consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en donde se solicite opinión técnica sobre la migración o asesoría técnica sobre la migración de los CIEF o los COPF. Yo procedería a asignar ponente y subirlo a Órgano de Gobierno si gustan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Les parece bien colegas Comisionados? Bien, anotamos ese acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Tomo nota y en cuanto lo reciba en control de gestión así se hará.

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

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

ACUERDO CNH.07.005/17

El Órgano de Gobierno acordó que los asuntos que se reciban en la Comisión Nacional de Hidrocarburos en los que se solicite opinión o asesoría técnica sobre la migración de los Contratos Integrales de Exploración y Producción y los Contratos de Obra Pública Financiada, se asignarán como ponencia y serán presentados a la consideración del Órgano de Gobierno.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:00 horas del día 21 de junio de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Séptima Sesión Ordinaria 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

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva