



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEPTUAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:09 horas del día 13 de diciembre del año 2018, 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, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.1193/2018, de fecha 12 de diciembre de 2018, 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.

Con fundamento en el artículo 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

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 el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. DE C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 13, S.A. DE C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-05/2017.
- II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, correspondientes al Plan de Exploración de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de la empresa TGS AP Investments AS para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A5/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Petrofac México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. DE C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muy buenos días, muchas gracias Comisionada, Comisionados. Les traemos en esta ocasión el dictamen técnico sobre la propuesta del Plan de Exploración del contratista Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., Carso Oil and Gas, sobre el bloque 4 de la licitación 2.3. Si recordamos, fueron 14 áreas terrestres y se adjudicó a este operador dos áreas, la 4 y la 5. Es un contrato de modalidad de licencia con una fecha efectiva del 8 de diciembre del año pasado y una vigencia de 30 años. Esta área contractual se encuentra localizada en el Estado de Veracruz al sur de Coatzacoalcos y tiene una superficie de aproximadamente 244



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

km². La totalidad de unidades de trabajo comprometidas bajo contrato son 14,300, de las cuales son 2,700 como compromiso mínimo de trabajo y el resto es del incremento al mismo.

El objetivo principal en esta área y las actividades enfocadas de lo que va a desarrollar el contratista es la evaluación del potencial petrolero sobre todo a nivel de los plays Terciarios. En esta área se han perforado ya tres pozos, a finales de los años 60, 68, 69. Sin embargo, estos tres pozos han salido invadidos de agua salada, no han sido exitosos. Entonces las actividades que se proponen es para evaluar el potencial petrolero, perdón, y la inversión es aproximadamente de 30 millones de dólares. Entonces si me lo permite, con la venia de la Comisionada Porres, daría la palabra al maestro Rodrigo Hernández para que nos dé el detalle de las actividades planteadas por el contratista para este plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Gracias doctora. Buen día Comisionada, Comisionados. Bueno, les daremos algunos detalles adicionales respecto a la presentación de este Plan de Exploración. Como ya decía el doctor Monroy, la operadora es Bloque 12, S.A. de C.V. y bueno, ustedes ven en la pantalla el fundamento jurídico con el cual basamos este procedimiento que parte desde la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en la materia por supuesto, las facultades que tiene la Dirección General por el Reglamento Interno y el propio lineamiento que establece el procedimiento que debemos de seguir, así como las cláusulas del contrato que se refiere en el Plan de Exploración. El área se encuentra al sur de Coatzacoalcos como ya lo mencionaba el doctor. En el mapa se observa aquí este cuadrado rojo que se ve en este polígono. No hay ningún contratista alrededor ni ningún asignatario, el área está, mejor dicho, ahorita lo vamos a ver el siguiente pero el bloque CS-05 que es de Operadora Bloque 13 está contiguo aquí al sur, pero es lo único que tiene colindancia. El resto no hay asignaciones ni contratos.

Ahora, respecto a dónde nos encontramos en la cadena de valor, en referencia a lo que ya decía el doctor Monroy, se han perforado ya tres pozos. Sin embargo, no se ha determinado todavía la existencia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos. Por lo tanto, nos encontramos en la fase de evaluación del potencial petrolero y el objetivo del plan por supuesto entonces es evaluar ese potencial a nivel del Terciario, particularmente en el Oligoceno y en el Eoceno para probar si es que existe la acumulación de algunos hidrocarburos en esa zona. Se hará la reinterpretación de la información sísmica 2D que existe y la adquisición de información sísmica 3D y además de la propuesta de dos pozos o dos prospectos en el área. El Programa de Trabajo o las unidades asociadas al mismo incluye un Programa Mínimo que es de 2,700 unidades y además de un incremento al Programa Mínimo que es de 11,600, por lo que el programa en total considera 14,300 unidades de trabajo.

Como antecedentes entonces en el área pues sabemos que estamos en las Cuencas del Sureste en el Estado de Veracruz. Hay solamente adquisición y procesamiento de información sísmica 2D. Se hicieron algunos estudios exploratorios desde la década de los 60, sin embargo, a nivel muy regional, son solamente 2D en todos los casos, algunos métodos potenciales y se perforaron estos tres pozos: Manatí Sur-1, Manatí-1 y Manatí Sur-4. Los tres están en la parte norte del área, prácticamente en el borde de la misma y todos resultaron de la misma forma improductivos invadidos de agua salada. Todos iban justamente a este play del Terciario al que se está prospectando de nuevo en esta área. El área tiene una superficie aproximada de 244 km² y la elevación del terreno es entre 40 y 70 metros. Es una zona relativamente llana, entonces no hay mucho relieve en la zona.

Ahora, respecto a las actividades que está planteando el operador llevar a cabo, pues son actividades que se ven muy bien encadenadas en cuanto a la lógica exploratoria. Lo que está proponiendo de inicio pues es el reprocesamiento de la información sísmica 2D que existe, después la interpretación de esa misma sísmica para posteriormente hacer un estudio de factibilidad, no de factibilidad llevar a cabo sino de factibilidad de adquirir parámetros para después llevar a cabo la adquisición 3D, la adquisición de la sísmica 3D. Desde esta parte con la sísmica 2D, ellos ya van a tener una evaluación de recursos prospectivos y están planteando sus prospectos. Por supuesto al llevar a cabo la adquisición de la información 3D, pues harán una reevaluación de esos recursos prospectivos con la nueva información y después harán las preparaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para las localizaciones Uxpanapa, Istmeño, que son los dos prospectos que están proponiendo y posteriormente pues llevaran a cabo las perforaciones de dichos pozos. Entonces es la lógica y la secuencia que llevan estas tareas.

Aquí vemos entonces cuáles son los estudios que existen actualmente. Vemos en este mapa las líneas 2D que existen de sísmica y lo que se está proponiendo entonces es hacer la interpretación de esta sísmica, adquirir 200 km² de sísmica 3D y por supuesto ya, como les decía, reprocesar la información existente. Se va a hacer entonces como principales estudios la interpretación de la sísmica, el estudio de factibilidad técnico-operativa para saber cuáles son los parámetros necesarios de la adquisición. Se está pensando aquí en una sísmica de Azimut relativamente cerrado, la evaluación de los recursos prospectivos con la interpretación 2D y posteriormente una vez que cuenten con información 3D pues entonces hacer la evaluación con la información nueva digamos que se haya adquirido.

Ahora bien, respecto de los prospectos que se encuentran en el área, tenemos – como les mencionaba – este prospecto Istmeño y el prospecto Uxpanapa que se localizan dentro del bloque por supuesto. Uno hacia la parte occidental, uno más hacia el centro. Los dos tienen como play prospectivo el Oligoceno y el Eoceno a unas profundidades que van entre los 2,371 metros hasta los casi 4,000 metros en el caso de Istmeño. Se está proponiendo trayectorias verticales para ambos prospectos y unas profundidades que rondan el más profundo 4,100 metros y el más somero que es Uxpanapa 3,900 metros. De acuerdo con la información preliminar, lo que esperan encontrar es hidrocarburo de aceite ligero, entonces ojalá pues así sea.

Ahora bien, respecto a las unidades de trabajo que consideran las actividades que ya referíamos, en la siguiente tabla vamos a ver que están todas las actividades que hemos descrito desde la adquisición de información, la interpretación de la misma y particularmente la información asociada con los pozos que, como ya hemos visto en varios casos, pues es aquella que da más unidades de trabajo. Entonces si hacemos este ejercicio de lo que podría contabilizar en unidades, todas las actividades que llevará a cabo el contratista pues llevaría a cabo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

23,207 unidades. Si recordamos, el compromiso de trabajo es de 14,300, incluido el Programa Mínimo y el incremento, entonces estaría solventando todo lo que contractualmente tiene comprometido.

Ahora bien, en cuanto a los programas asociados que revisamos que se deban de cumplir para este Plan de Exploración pues lo vimos con Secretaría de Economía. Secretaría de Economía nos dio su opinión favorable respecto del Programa de Contenido Nacional, asimismo también nos dio su opinión favorable respecto del Programa de Transferencia Tecnológica, en donde están proponiendo llevar a cabo estas actividades: asistencia en capacitación y educación continua, consultoría y servicios tecnológicos, prácticas profesionales y estadías o bien algunas residencias e información y fortalecimiento de la cultura emprendedora. También revisamos con la Agencia de Seguridad y Protección al Medio Ambiente que el regulador tuviera el trámite agotado y tienen su Clave Única de Registro del Regulado, entonces también cuentan con eso. También respecto al presupuesto que tiene este contrato asociado pues vemos que en los años subsecuentes el contratista estaría erogando una inversión alrededor de 30 millones, 30,310,000, en donde la principal actividad pues va por supuesto enfocada a la perforación de pozos. En este caso que hay adquisición sísmica pues también hay una parte importante de esa inversión que se va a geofísica y el resto pues en los rubros que ya conocemos de geología, general y seguridad, salud y medio ambiente.

Entonces como conclusiones del Plan de Exploración o del análisis que tenemos pues lo que estamos viendo es que las actividades que nos plantea el operador en este caso pues por supuesto permitirían acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, se van a identificar, madurar y jerarquizar los prospectos que ya están visualizados, sin embargo, con la nueva información pues seguirán madurando. Y bueno, la aplicación de las técnicas que están proponiendo pues son las adecuadas que están en la industria petrolera. Y en términos de la estrategia que presentan, pues claramente la secuencia de actividades llevan justamente a reducir la incertidumbre que existe en el área y también observamos que pues el cumplimiento de esas actividades que están proponiendo llevaría al cumplimiento del contrato en cuanto a las unidades de trabajo se refiere. Por lo tanto, nosotros vemos que el Plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Exploración es técnicamente factible toda vez que las actividades son adecuadas y permitirían dar el cumplimiento no solo al contrato sino a todo el marco normativo de esta que rige a la actividad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. ¿Algún comentario Comisionados? Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Un comentario nada más en términos de que quedara completo y cuando se presenta el cronograma en la última parte del cronograma dice perforaciones. No, uno anterior. OK, dale a cualquier cronograma. A la hora en que pones la perforación, aparte de la perforación están haciendo una serie de estudios. Entonces mi única sugerencia es que se pusiera perforación y prueba PVT, porque no está necesariamente incluida. Ahora, está contabilizada, esta propuesta, o sea, no hay que hacer nada, nomás más es determinar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo quisiera nada más. En realidad, digamos la propuesta del proyecto está bastante buena digamos y cronológicamente se ve bastante aceptable y quisiera yo, la única, quisiera hacer una especie de reflexión. En tierra hace falta mucha información sísmica 3D porque normalmente, como lo acabamos de ver, la mayor parte de la información donde no está en proceso de extracción únicamente hay sísmica 2D que es precisamente para la fase exploratoria y regional. Y creo que la propuesta que estamos viendo el día de hoy para este proyecto el hecho de que se esté proponiendo una adquisición de sísmica 3D en el bloque casi completo, porque son 200 km², eso sí hace que se incremente el conocimiento del subsuelo como bien lo comentan al final porque con eso desde luego se va a tener mayor conocimiento, pero también mayor digamos detalle para la localización de los prospectos que están proponiendo y sobre todo eso deja, independientemente que puedan tener éxito que yo lo desearía que sí, ese conocimiento a nivel de la región misma, porque en toda esta región de Veracruz lo que hace falta es precisamente información para que se puedan conocerlos plays que aún no han sido probados. ¿No? Entonces creo que eso es una buena noticia a nivel de este proyecto y yo quisiera hacer ese comentario. No sé si no hay más comentarios. Secretaria, nos podría leer la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.001/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

ACUERDO CNH.E.71.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, 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 se aprueba el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 13, S.A. DE C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-05/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Bueno, nuevamente. Esta área contractual precisamente se encuentra al Sur, sureste del área que acabamos de ver, es el bloque CS-05. Igualmente se encuentra al sur de Coatzacoalcos, es un contrato de modalidad de licencia con fecha efectiva del 8 de diciembre de 2017 y tiene una superficie un poco menor, 234 km² de la anterior. Tienen como compromiso mínimo de trabajo el equivalente a 2,600 unidades, así como un incremento al mismo de 20,400 para un total de 23,000 unidades. Y aquí no hay pozos, no se han perforado pozos, entonces es una etapa de evaluación del potencial y efectivamente el operador también está proponiendo reprocesar la sísmica 2D existente, pero también adquirir sísmica 3D para acotar el riesgo geológico que se encuentra en esta área y evaluar obviamente el potencial y toda la parte del sistema petrolero. Entonces si me permiten voy a pasar la palabra al maestro Rodrigo nuevamente para que nos dé el detalle ahora de esta área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Gracias doctor, gracias Comisionada. Bueno, como ya lo refería el doctor, nos encontramos en el bloque que está contiguo del anterior hacia el Sur. Entonces es un área en donde las generalidades son prácticamente las mismas, por eso me voy a permitir obviar algunas cosas. El fundamento legal pues claramente ese mismo que el anterior. Entonces en la que sigue vamos a ver que también estamos en una fase exploratoria de evaluación del potencial y la diferencia aquí es que al encontrarse esta zona más hacia el interior del continente entonces las zonas prospectivas pueden ser, las zonas más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profundas pueden ser alcanzables. Por lo tanto, el play prospectivo en este bloque sería un play Mesozoico en el Cretácico. Esa es una diferencia fundamental de este bloque diferencia de lo que presentábamos en el anterior que son prospectos más someros porque está más hacia la cuenca. Otra de las diferencias es que el Programa Mínimo de Trabajo es de 2,600 unidades y el incremento es de 20,400, lo que hace que ahora el compromiso por contrato sea de 23,000 unidades de trabajo.

Entonces vemos que está localizado también las Cuencas del Sureste, al sur de Coatzacoalcos, aproximadamente a unos 80 km al sur de Coatzacoalcos. Aquí también lo único que se tiene como antecedentes exploratorios, y un poco refiriéndome a lo que decía la doctora Alma América hace un momento, pues se han hecho estudios regionales, información 2D, pero no hay información fuerte digamos que permita hacer un análisis profundo. Entonces eso es lo que se tiene en el área. El área está compuesta de 233.598 km² y la elevación del terreno ya estamos llegando un poco más a la zona serrana, está entre los 152 y 200 metros de elevación aproximadamente.

Ahora bien, respecto a las actividades que está proponiendo el contratista llevar a cabo es un cronograma muy parecido en cuanto a la lógica de los trabajos que se están llevando a cabo, que se van a llevar a cabo. El reprocesamiento de la información sísmica que existe de más o menos 123 km de información 2D, la interpretación de la misma, de nuevo el estudio de factibilidad para los parámetros de adquisición, la evaluación de los recursos con la formación 2D que tienen, la adquisición también de cerca de 200 km² de información 3D. Aquí la diferencia con el bloque anterior es que de entrada el contratista está proponiendo que en esta zona sí haga una sísmica de Azimut más amplio, porque lo requiere al ir más profundo, son estructuras más complejas. Entonces por eso sería un poco distinto. Por supuesto se hará la evaluación de los recursos derivado de esta información nueva y se van a preparar todos los estudios e infraestructura que se requiere para la perforación de los dos prospectos que están proponiendo que es el Ocelote-1 y Chinantla-1. Por supuesto al final del período estarían haciendo las perforaciones. En este caso y también como lo decía el doctor Moreira hace un momento, también están consideradas dentro de los trabajos llevar a cabo pruebas de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presión/producción en su caso y toma de muestras para los PVT asociados.

La información que existe como ustedes ven en el mapa pues está un poco menos densa las líneas 2D. En el mapa anterior del bloque 12 veíamos un poco de mayor densidad de líneas 2D. Aquí hay menos información 2D, entonces pues por supuesto que se va a reprocesar esa información y se va a interpretar, sin embargo, los estudios que se están proponiendo para llevar a cabo pues es este estudio de factibilidad para saber cuáles serían los parámetros óptimos de adquisición y la evaluación de los recursos prospectivos. Principalmente esos son estudios que estarían realizando en el área.

Ahora bien, respecto a los prospectos exploratorios que están visualizados, es el Ocelote-1EXP y el Chinantla-1EXP. Los dos tienen como prospectividad el Cretácico Inferior. La profundidad está cercana a los 3,600 metros en el más somero y 3,900 en el más profundo. También aquí se está proponiendo una trayectoria vertical para la perforación de los pozos y de la misma manera que en el bloque anterior el análisis geoquímico que se tiene se espera que el hidrocarburo encontrado pueda ser aceite ligero. Entonces tenemos estos dos prospectos, el Chinantla que está en la parte central del bloque y el Ocelote que está en la parte más esa el suroriente del área. De la misma manera que vimos... perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El pozo Ocelote que tienes abajo a la izquierda, ¿qué distancia hay al borde de la zona? ¿En este caso el área contractual esta pegadita?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No, no tengo ahorita la distancia exacta, pero debe ser así por la escala. Lo que pasa es que aquí los puntos se ven muy grandes porque hay que tratar de que se vean, pero debe de ser al menos unos 500 metros por ahí del borde del área. Ahorita lo verificamos y les decimos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Sabemos quién es el contratista o asignatario?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Ah, bueno, no hay nadie.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No hay nadie.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No hay nadie. El único asignatario o contratista está en la parte norte y es Operadora 12, la que vimos hace un momento. Hacia el sur, hacia el suroeste, hacia el suroeste no hay ningún contratista, ningún asignatario. Esta área está libre digamos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea que si el pozo llegara a ser muy exitoso tendríamos un área nueva para ser un asignatario o un contratista.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exacto. En caso de que esto descubriera un área que saliera digamos del contrato, del área contractual, el Estado tendría que ver qué aplica en esta zona.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Doctora, nada más para precisar. Es Grupo Carso Oil and Gas tanto el contratista de esta área como de la que vimos antes. Si bien el nombre del contratista es Operadora Bloque 12 el anterior y Bloque 13 en esta, pues digamos la empresa como tal el contratista es Grupo Carso doctora en ambas áreas contractuales.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Entonces les decía vamos a ver ahorita en la siguiente la referencia a las unidades de trabajo. Las unidades de trabajo también desglosadas de acuerdo a las actividades que propone el contratista pues también vemos que lo que tiene que ver con la información que se va a adquirir durante la perforación de los pozos, las pruebas PVT, las pruebas de producción son las que tienen la mayor contabilidad de unidades de trabajo, de manera que, sumado con la adquisición sísmica y todas las actividades, pues también estarían



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contabilizando 23,545 unidades que supera la meta de las 23,000 unidades de trabajo que está establecido en el contrato.

También vimos con la Secretaría de Economía que nos dieran su visto bueno tanto para el contenido nacional como para el Programa de Transferencia Tecnológica. De la misma forma con la ASEA que tienen ya el visto bueno de esta área. En la que sigue por favor, vamos a ver el presupuesto. Aquí el presupuesto es un poco más elevado, son 32 millones de dólares aproximadamente lo que estarían erogando en este contrato. Un poco es por la sísmica que tiene un poco de mayor costo, además de los pozos que van un poquito más profundos. Entonces aquí la composición del presupuesto o de la inversión es 50% la perforación de los pozos, 36% la adquisición geofísica o el rubro de geofísica y el resto se reparte en general, geología y seguridad y medio ambiente.

Como conclusión entonces tenemos conclusiones muy similares a las anteriores. Sabemos que es un área que todavía le falta madurar y está en la etapa de evaluación del potencial y por lo tanto las actividades que propone el contratista pues nos van a dar esa aceleración del conocimiento geológico-petrolero. Se van a identificar o a madurar las propuestas que tienen de prospectos. La lógica de las actividades que plantea el contratista pues es la adecuada y también vemos que pues con las actividades que está proponiendo llevar a cabo se daría cumplimiento al contrato respecto a las unidades de trabajo. Por lo tanto, vemos que el Plan de Exploración es técnicamente viable y cumple con toda la normatividad que hace referencia el contrato, las leyes, los reglamentos. Por eso sometemos a su consideración la aprobación de este Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario? Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionada Alma América. El plan que nos presentan es igual que el anterior pues muy bien estructurado. El primer planteamiento es analizar la sísmica 2D, posteriormente adquirir 3D, analizarla y definir pozos para perforar. Creo que es bien importante comentar que el Plan de Exploración es dinámico y en la medida que tengan más información posiblemente haya cambios. Pero me llamó la atención después de este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comentario que quiero hacer una pregunta. En el año 2019 empiezan a preparar la perforación de los pozos después de que terminan la sísmica 3D, pues hacen los caminos, las peras y ya en 2020 es que ya perforan. La estructura de costos tiene para el 2019 una erogación por perforación de pozos de casi, no casi, son 4,096,000 dólares. Eso es solamente para hacer caminos y peras, ¿no? Seguramente. Y en 2020 11,898,000 para hacer dos pozos. Llama la atención esta estructura de costos que casi la mitad es para los caminos y las peras. ¿Eso es correcto? Así está. El total de perforación de pozos son casi 16 millones de dólares. En 2020 tenemos 12 millones de dólares, estoy hablando en números si quisieran poner ahí la distribución del Programa de Inversiones, en números cerrados. Perforación de pozos en total son casi 16 millones de dólares, es el cuarto renglón de la tabla. La perforación se hace en 2020 y en 2019 se hace la preparación de las peras y los caminos. La estructura de costos plantea 4,096,061 dólares en 2019 para hacer peras y caminos y 11,898,432 para hacer los pozos. O sea, casi el 50%, es menos del 50% pero para que vean los porcentajes. Una buena parte se va en peras y caminos. ¿Eso es correcto, así está estructurado?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Si me da dos minutos Comisionados, el equipo me está haciendo el favor de corroborarme la información para decírsela con precisión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, mientras que hacen eso pues hago un comentario adicional. Se nota también que la geofísica, el tomar la sísmica 3D y analizarla, casi vale igual que perforar los pozos. Entonces alguien podría pensar, bueno, para qué hacen geofísica, pues váyase a perforar pozos y eso nos va a adelantar perforación, digo, la producción. Eso sería totalmente erróneo. ¿Sí? Eso es algo impensable porque precisamente lo que hacen los estudios de geofísica y de geología es reducir el riesgo. Nadie en ningún lugar en el mundo va a perforar pozos si no tiene la certidumbre de que eso se va, que va a tener un éxito posible. ¿No? Entonces bueno, la estructura tiene que ser así y por tanto la producción sería hasta 2020. Por más que se quisiera adelantar la producción, eso tendría que esperar a que los estudios de geología y geofísica estén terminados. Pero bueno, es un comentario ahí para que tuvieran el espacio del otro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Aprovechando el comentario doctor también me cuelgo del mismo para decir que efectivamente si bien el costo del pozo puede ser equivalente al de la sísmica, otra de las ventajas de hacer el estudio sísmico es que tienes un cubrimiento en este caso por ejemplo de 200 km². En el caso del pozo se tiene información puntual, entonces es también relevante ver esas diferencias en cuanto a las dimensiones de una información y de la otra.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues precisamente el comentario iba a eso, que tenemos que seguir el proceso para no importa lo que cueste, para tener la certidumbre de que los pozos exploratorios puedan llegar a tener un éxito y no necesariamente lo pueden tener, es un negocio de riesgo. Aunque tenga la sísmica y perciba que existe algún tipo de acumulación de hidrocarburos, hasta que no perforo no tengo la seguridad de si realmente existe.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y un poco para darles el tiempo de la contestación. Eso que acaba de comentar el Comisionado Martínez me da pie a decir la probabilidad geológica que están manejando para los pozos es muy alta, ¡eh! En realidad, es un área poco explorada. Aquí creo que en este bloque no han realizado pozos según lo que nos comentaron, por lo tanto, pues digamos es un área yo diría frontera en cuestión de exploración. No es como las que hemos visto normalmente de que está ya el área, hay inclusive campos con producción o ya detectados ciertos descubrimientos y normalmente las exploraciones que hemos visto es bloques contiguos que casi pues los porcentajes sí son muy altos en cuanto a las probabilidades de descubrir hidrocarburo. En este caso estamos llegando digamos a estructuras que no han descubierto hidrocarburo digamos cuando menos en estos 200 km² y si vemos en el Norte también no hay descubrimientos. O sea, estamos hablando de 400 km² en donde no han descubierto hidrocarburos y están considerando, o sea, aquí el 50% digamos como si fuera un volado, pero en realidad el porcentaje en cuanto a la probabilidad geológica de descubrir hidrocarburo debería de ser un poquito menor porque es un área totalmente no explorada. ¿No? Entonces, bueno, habrá indicios con lo que ya han estudiado quizá geoquímicos, quizá en las misma sísmicas 2D que puedan estar dándoles



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

algunos indicios. Pero digamos en cuanto a la probabilidad de descubrir en estas áreas para mí sí es alta lo que están considerando en este momento, no sé doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nada más un comentario contestando la pregunta del Comisionado Moreira de hace rato de la distancia del punto donde está el prospecto hacia la línea, a la frontera del área contractual, es 289 metros. O sea, sí es efectivamente está cercano. En cuanto a la parte de la probabilidad geológica efectivamente nosotros discutíamos anoche ese tema, es bastante alta, prácticamente es como un delimitador. Entonces sí creemos que aquí las probabilidades deben de ser mucho más bajas alrededor de 25%, 30%. Esperemos que la sísmica 3D efectivamente acote este riesgo. La sísmica 2D que se tiene entre línea y línea es mucha separación. Entonces por eso la intención de esta sísmica 3D es reducir precisamente, es acotar ese riesgo. Pero efectivamente estamos de acuerdo debe ser mucho menor la PG.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestra Bertha, ¿ya tienen dato? ¿Sí?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Sí. Ah, perdón Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más un comentario respecto a la distancia a la frontera. Ocelote y Chinantla son las propuestas que en base con la información que actualmente tienen están proponiendo. Entonces decir es que está a 283 metros de la distancia, digo, de la zona de frontera, está bien, es un dato. Pero realmente eso puede cambiar y seguramente va a cambiar. En la medida que tengan todos los análisis Ocelote a lo mejor va a quedar más adentro o en otra posición. Pero para cuando uno hace Plan de Exploración pues tiene que plantear completo y lo hace en función de la información que tienen.

Antes, creo que tienen la respuesta. Donde tienen el diagrama de Gantt, donde tienen el diagrama de actividades si lo quieren poner nada más para abundar un poquito más por qué hice la pregunta. En 2019 en el diagrama de actividades un poquito atrás, ahí. Entonces al parecer la adquisición de sísmica 3D termina en septiembre y la evalúan terminando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en octubre. Entonces empiezan a preparar las vías de acceso, dice preparación de áreas y vías de acceso a la localización Ocelote y al mismo tiempo también lo hacen para Chinantla. O sea, tardan tres meses, tres meses en hacer la vía de acceso y la pera. La movilización del equipo a la localización también la plantean como de tres meses, eso es mucho más rápido, lo van a hacer en diciembre posiblemente y esas actividades son las que corresponden a los 4 millones de dólares. Después ya en 2020 perforan el pozo Ocelote y el Chinantla y eso corresponde a los 11 millones, casi 12 millones de dólares que es lo que van a erogar en 2020. Entonces la pregunta es: ¿Sí se van a gastar 4 millones en hacer los caminos y vías de acceso?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Sí. Es un manifestado por el operador tal cual y es justo para estas actividades. Solamente nos comentan que son justo para el movimiento de los equipos de perforación, es el mayor detalle que tenemos en ese sentido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, de entrada, están caros pero bueno, si así lo tienen ellos, pues está bien. Ellos lo pagan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Hay que recordar que es un Contrato de Licencia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está bien, que bueno.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quería, no necesariamente ahorita sino después, si me dieran el dato de qué tan cerca están ya de la frontera de Oaxaca, porque ya deben estar relativamente cerca de Oaxaca.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, se lo dejamos de tarea.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O lo que se alcanza a ver, lo que se alcanza a ver ahí, digo, sabrá Dios qué tan...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Podrías hacer zoom por favor al mapita, porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trae escala. El mapa trae escala y aproximadamente podríamos darnos idea, pero sí es muy cerca. Ya es al Sur, básicamente la parte sur de Veracruz y ahí vemos el límite de Oaxaca.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más que ya se nos perdió la escala.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ya se nos perdió la escala. No tiene escala. Ahorita vamos cuál es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que tú dices que son 70 km al sur de Coatzacoalcos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, más o menos a 70 km al sureste.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin embargo, la distancia del punto rojo a Coatzacoalcos es de la distancia del punto rojo a la frontera de Oaxaca, pues ya es muy cerquita de Oaxaca.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, sí está muy cerca.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Probablemente vas a estar a 10 km de Oaxaca.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 10 km, 15 km, por ahí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ojalá sea exitoso porque entonces significaría una buena noticia para el Estado de Oaxaca que ya tenemos pocos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Del centro del bloque, del bloque 13 que es el que está al sur a la frontera con Oaxaca son 28 km.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, pero del centro del bloque, no de Ocelote. Debe ser la mitad de eso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Más o menos, 24 km.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. ¿Algún otro
comentario Comisionados? ¿Algún otro comentario? ¿No? Nos podría
leer Secretaria Ejecutiva la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.002/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado
por Operadora Bloque 13, S.A. de C.V., relacionado con el
contrato CNH-R02-L03-CS-05/2017.

ACUERDO CNH.E.71.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y
XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos
Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31
fracción VIII y 44, segundo párrafo, 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 se aprueba el Plan de Exploración
presentado por Operadora Bloque 13, S.A. de C.V.,
relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-05/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, correspondientes al Plan de Exploración de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

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

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados. Quisiera presentarles el Programa de Trabajo y el presupuesto 2019 del área 9 de la Ronda 2.1. Este contrato, el que se está analizando aquí, se presentó muy recientemente el 27 de noviembre del 2018. En la sesión 67 del Órgano de Gobierno se aprobó el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo y el presupuesto 2018 de este contrato. Entonces hace un par de semanas vimos nosotros los que nos presentaron para el 2018, realmente para los últimos meses del 2018, y ahora nos están presentando el Programa de Trabajo y el presupuesto 2019 de esta área. Entonces en realidad es una especie como de continuación de lo que nos habían presentado hace un par de semanas.

Esta área contractual es importante porque se ubica en la porción marina de Cuencas del Sureste y tiene un potencial asociado de 1,139 millones de barriles de aceite ligero y en las áreas aldañas adjudicadas ha habido buenos resultados y confirman un buen potencial para las digamos reservas geológico-petroleras de la región. Entonces quisiera, con la venia de la Comisionada Alma América Porres, solicitar a la ingeniera Jennifer Elliot, que es la Directora de Evaluación de Estrategias de Exploración,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

exponer el análisis que se han efectuado con respecto a este Programa de Trabajo y a este presupuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor ingeniera.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Gracias, muy buenos días. Como ya mencionó el Comisionado Moreira, vamos a presentar el Programa de Trabajo asociado al bloque 9 de la licitación 2.1. Me gustaría primero plantear que el área contractual está completamente rodeada de asignaciones y contratos operados por diversos operadores. Cabe señalar que tenemos hacia el oriente el área contractual 7 de la licitación 1.1, cuyo el operador es Talos Energy. Tenemos también el bloque 10 de la licitación 2.1 hacia el Noreste. El bloque G-10 de la licitación 2.4 hacia el Noreste. Tenemos otro bloque de la licitación 2.1, es el área 8 cuyo operador es Pemex. Hacia el Sur tenemos una asignación operada por Pemex y un bloque más de la 3.1 de DEA.

El fundamento legal con el que se llevó a cabo la evaluación del Programa de Trabajo y presupuesto es el que se indica en la Ley de Hidrocarburos en su artículo 31, con base en los preceptos que establece la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el artículo del Reglamento Interno de la Comisión que nos faculta para llevar a cabo la evaluación del Programa de Trabajo. También se toma en consideración los requisitos y el procedimiento establecido en los Lineamientos para la Evaluación y Aprobación de Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción, así como las cláusulas del contrato que establecen la obligación de presentar el Programa de Trabajo y presupuesto. Siguiendo por favor.

En ese sentido, el área contractual se ubica en aguas someras del Golfo de México a 65 km de Tabasco dentro de la cuenca Salina del Istmo. Como antecedentes exploratorios tenemos que dentro del área contractual no existen pozos exploratorios perforados. Está cubierta totalmente de sísmica 3D. Tenemos la sísmica del volumen Cequi. De este lado tenemos el volumen Holok-Alvarado y hacia el Sur donde ya habíamos visto que la sísmica 3D es limitada, tenemos sísmica 2D del estudio Santana. Dentro de las actividades que ha realizado el operador a lo largo desde la fecha efectiva y lo que ha transcurrido de 2018, ha



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adquirido una licencia de uso de sísmica 3D a través de una autorización de exploración superficial. A la fecha no se cuenta con resultados finales. Ha iniciado con estos resultados preliminares algunos estudios exploratorios y la interpretación sísmica. Dentro de los estudios exploratorios resaltan la procedencia de sedimentos, la reconstrucción estructural, evaluación de sistemas petroleros y plays, análisis de prospectos y algunas actividades de petrofísica, física de rocas, sustitución de fluidos y también ha considerado el análisis geoquímico de muestras existentes. Siguiente por favor. Una anterior por favor. Gracias.

Voy a regresarme un poquito al Plan de Exploración que vimos en la sesión del 27 de noviembre partiendo de los escenarios de perforación de prospectos. Recordemos que el operador presentó diversos complejos prospectivos para la distribución de las propuestas alternativas. Tenemos de este lado el prospecto Maximón que está conformado por la estructura denominada Geopak y Agna. También está el complejo denominado Profundo que consiste en la estructura Chamán Ek y Botán. Hacia el sur tenemos Kukulcán que se distribuye por aquí más o menos, el prospecto Bitol y Alom. En este sentido recordemos que las alternativas planteadas en el Plan de Exploración aprobado fueron cinco que consideran el equivalente a dos pozos, ya sea mediante dos pozos o la perforación de uno con una trayectoria desviada.

El caso base, sobre el cual versa también el Programa de Trabajo presentado, considera la perforación de un pozo en Kukulcán que posteriormente se desviaría hacia Bitol más el pozo Alom. La alternativa 1 considera un pozo vertical en Maximón más una trayectoria desviada. La alternativa 2 serían dos pozos dentro de Maximón en posiciones diferentes. La alternativa 3 sería un pozo en Maximón y otro más en el complejo Profundo y la alternativa 4 sería un pozo en Maximón y un pozo en Kukulcán. Partiendo de esto, la siguiente por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Me gustaría nada más acotar algo. Todas estas alternativas, porque lo vamos a ver más adelante quizá, todas las alternativas presentadas en el Plan de Exploración que fue aprobado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cubren el compromiso de trabajo en unidades del contrato. Cualquiera que seleccionara el contratista va a cubrir el contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, correcto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si me permiten también. Si se regresan por favor a la anterior. Ahí. En cuanto a recursos prospectivos por cada una de las alternativas, ahí están los números. La mayoría de los recursos prospectivos a la media sin riesgo son en la alternativa 0 que es el caso base con 365 millones de barriles y la de menor, la de menor recursos prospectivos, es la alternativa básicamente 1 y 2. Adelante por favor.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Recapitulando también sobre lo aprobado en el Plan de Exploración, el operador planteó actividades en general relativas a la adquisición de licencias de uso de información superficial, estudios exploratorios regionales a detalle y post perforación, la perforación de uno a dos prospectos exploratorios y actividades de ingeniería de yacimientos relativas a estimaciones de recursos prospectivos previo y posterior a la perforación, así como análisis de muestras. El Programa de Trabajo que estamos revisando es el correspondiente al periodo 2019, en donde el grueso de las actividades se encuentra en los estudios, la conclusión de los estudios que sustenta la perforación de pozos, la propia perforación de pozos y el inicio de las actividades post perforación, acompañado obviamente de las estimaciones de recursos prospectivos previo y posterior a la perforación. La siguiente por favor.

Ya dentro de las actividades del Programa de Trabajo tenemos en este cronograma que el operador planteó realizar las subactividades general, geofísica, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías y las actividades relativas a seguridad, salud y medio ambiente. Dentro de las actividades generales tenemos todo lo relativo a la administración y gestión del proyecto, así como una parte de recopilación y evaluación de información. En geofísica, como ya vimos, ya hicieron la adquisición de una licencia de uso de sísmica 3D, cuyo reprocesado no ha sido concluido, no se cuenta con productos finales y se estaría concluyendo a principios de 2019. No obstante, continuarían con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades de interpretación sísmica, así como una reinterpretación posterior a la perforación de pozos, por lo que también se distribuye a lo largo de todo el periodo. En geología estarían concluyendo los estudios regionales relativos a la reconstrucción estructural, proveniencia de sedimentos, modelado de sistemas petroleros y estudios bioestratigráficos. También estarían concluyendo los estudios de detalle relativos a estudios de plays y maduración de prospectos y los que vimos anteriormente de petrofísica, física de rocas, sustitución de fluidos, análisis geoquímico de muestras existentes, para dar sustento a la perforación de los pozos. Una vez que hayan sido perforados los pozos, iniciarán los estudios de integración de resultados, actualización de estudios geológicos y la caracterización geofísica. Este Programa de Trabajo versa sobre la alternativa 0 denominado caso base, que considera la perforación de Kukulcán y Bitol, así como el prospecto Alom.

El cronograma se esperaría que esto ocurriera en el segundo semestre de 2019 de manera consecutiva, no obstante, esto no es definitivo aún. Es decir, no se descartan las otras alternativas. Eso es lo que se prevé el día de hoy y se considera por ser el escenario con mayor intensidad de actividad, así como de presupuesto. En ingeniería de yacimientos tenemos que seguirá trabajando en la estimación de recursos prospectivos previo a la perforación, así como una reevaluación de los mismos posterior a la perforación de pozos. Y durante todo el periodo también se realizarán actividades en materia de seguridad, salud y medio ambiente relativo a evaluaciones de impacto ambiental, prevención y detección de incendio y fugas, así como auditorías en materia de seguridad y medio ambiente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si, un poquito más el comentario. El caso base no quiere decir es el caso uno de varios, si no es el caso más probable. Entonces es el escenario que se considera pues de mayor probabilidad, además el de mayor presupuesto y el de mayor actividad. En ese sentido está presentado con el caso base.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN,
INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Así es. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo sí tengo mi duda. En el caso, o sea, nos están digamos poniendo a consideración el Programa de Trabajo ya para un año, o sea, el 2019. Sí cambia el presupuesto si es para el caso base o para las otras alternativas. El caso que nos pongan a consideración, el caso base, es porque ya hay una decisión, ¿no? O sea, digo, es duda.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, pero nos están poniendo todas las alternativas. Para efectos de esta presentación se está presentando el caso base, pero ellos están diciendo en tal fecha voy a tener la información y te voy a notificar a qué escenario me estoy moviendo. Pero nos están mandando toda la información para los diferentes escenarios. Entonces en realidad ellos están presentando todo. Entonces para no hacer esto demasiado largo de presentarte escenario 1, escenario 2, escenario 3, escenario 4, se está presentando el caso base por ser el más complicado. Pero no quiere decir que nomás nos están presentando uno, nos están presentando todos y nos están diciendo en esta fecha voy a tener la información y te voy a informar a qué escenario me voy a mover.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- También hablando en términos del presupuesto, el caso base como comentaba el doctor Moreira también implica el mayor monto en inversiones, por decirlo de alguna manera el escenario más caro. Entonces creemos como al momento también de que se aprobó el Programa de Inversiones asociado al plan en la sesión de hace dos semanas, se estableció que se aprobaba todos los escenarios. Entonces dentro de este rango estamos también aprobando digamos el rango más caro, el máximo en cuanto al presupuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, gracias. Sí, por favor.

DIRECTOR DE ÁREA, LICENCIADO JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- Solo para recordar, igual en la sesión pasada en el considerando final de la resolución del Plan de Exploración se hizo énfasis en que, una vez que obtuviera los resultados del escenario caso base, el operador notificaría esta parte para en su caso decidir por los otros escenarios alternativos y en adición a ello también se hizo alusión a que el presupuesto era el más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

elevado considerando que con eso se cubriría esta parte del plan, pero considerando también que el escenario más bajo en cuanto a unidades del PMT cubría su obligación contractual.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Entonces en este caso nada más lo que comenta el Comisionado Moreira es de que nos están presentando uno de los escenarios que contienen todas las demás alternativas.

DIRECTOR DE ÁREA, LICENCIADO JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- Es correcto doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, perdón.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Gracias. Podemos ver la siguiente por favor. Bueno, como ya había mencionado el maestro Rodrigo...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Ahora sí.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- No, ya lo contestaron con otro comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, perdón.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Gracias. Como ya había mencionado el maestro Rodrigo, todas esas alternativas darían cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y su incremento que corresponde a un total de 61,100 unidades de trabajo. En este caso el escenario base, que es el que contiene una mayor intensidad de actividades, podría acreditar un total de hasta 107,682 unidades de trabajo. Prácticamente la mayor parte de unidades de trabajo corresponden a la perforación de pozos y al programa de adquisición de información de la misma. En cuanto a las actividades que podrían acreditar unidades en otros periodos, únicamente tenemos la compra de información al Centro Nacional de hidrocarburos que ya ha sido llevada a cabo en este ejercicio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es importante ver que ellos están en este caso presentando 107,000 unidades, cuando en realidad el Programa Mínimo de Trabajo que tenían al principio era 2,500 y luego 61,000 y se están yendo a 107,000. Entonces en realidad estamos viendo como que muy buenos resultados en el sentido de están incrementando las actividades, están incrementando la inversión.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- En ese sentido, prácticamente con la perforación del primer prospecto para este escenario con su respectivo programa de adquisición de información, pudieran estar cumpliendo, sin embargo, continúan con la propuesta de perforar dos pozos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Me gustaría hacer un comentario en cuanto a la perforación que se tiene ahí como actividad primera Kukulcán/Bitol. Viendo los objetivos geológicos pues varían desde Mioceno hasta el Plioceno, inclusive Plio-Pleistoceno, las profundidades que van de los prospectos que ellos han visto ahorita con la información que se tiene y por eso van a hacer los estudios para acotar precisamente el riesgo. Las profundidades de los pozos varían de 765 el más somero que va al Plio-Pleistoceno hasta 3,980 que es precisamente un prospecto en el área de Bitol. Esto nos indica también el riesgo que deben de acotar porque las probabilidades geológicas, retomando el tema de la sesión del tema pasado hace unos minutos, las PG aquí sí varían de 16% hasta 66% en el Plio-Pleistoceno porque es muy, muy somero. Entonces tienen un gran abanico de oportunidades, tienen que acotar precisamente al riesgo y con todas las alternativas que están proponiendo el operador pues ya vimos que sí se cumplen estas unidades de trabajo, pero sí deben de obviamente cuando ellos decidan hacer qué alternativa van a tomar pues avisarnos a nosotros a la Comisión para que tengamos en cuenta qué alternativa y qué pozos van a perforar en su caso.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Bueno, si me lo permite doctora, me gustaría ceder la palabra la maestra Bertha Frías para que nos hable un poco del presupuesto asociado a este Programa de Trabajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestra.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias Comisionada, Comisionados. Como comentábamos hace un momento, estamos presentando el presupuesto del caso bases de la alternativa 0 que así la denomina el operador. Este presupuesto implica una totalidad de 117.8 millones de dólares a gastar en el 2019. El mayor porcentaje de este presupuesto va claramente a perforación de pozos con casi el 90%, seguido de las actividades de general y seguridad, salud y medio ambiente. Nosotros, como en todos los casos cuando se trata de Contratos de Producción Compartida, hacemos nuestro ejercicio comparativo de rangos de referencia y para este caso en particular para el presupuesto 2019 a nivel de subactividad todas las actividades propuestas entran dentro del rango que nosotros establecemos. La siguiente por favor.

De manera que nosotros podríamos concluir que el presupuesto propuesto por el contratista cumple con los requisitos establecidos en la cláusula en este caso es la 12.1 del contrato en cuanto a congruencia ya que el presupuesto permitiría llevar a cabo las actividades. Es congruente con las actividades propuestas en el Programa de Trabajo, es razonable, es consistente con los requisitos del contrato, en particular respecto a los plazos establecidos para la presentación del mismo y se enmarcaría en las mejores prácticas de la industria al cumplir con nuestra metodología de rangos de referencia. Y sería todo de nuestra parte, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor ingeniera.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Asimismo las conclusiones respecto al Programa de Trabajo 2019 serían que este resulta acorde con los objetivos del Plan de Exploración como vimos en láminas anteriores. Las actividades permitirán acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo. Las subactividades y tareas propuestas corresponden a los procedimientos que utilizan de manera regular los operadores petroleros, esto con base en las mejores prácticas de la industria petrolera. Las actividades en términos de estrategia exploratoria consideran la perforación de hasta dos prospectos, con lo que el operador estaría progresando dentro de la cadena de valor de la exploración y extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y la ejecución de las actividades previstas en Programa de Trabajo darían cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo y su incremento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- La siguiente por favor. Bueno, y por lo anterior – como hemos visto – las actividades propuestas en el Programa de Trabajo y presupuesto 2019 son adecuadas respecto al Plan de Exploración aprobado. Asimismo, dan cumplimiento a las cláusulas contractuales y normatividad aplicable, por lo que dejamos a su consideración lo visto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues vemos que la cantidad de unidades de trabajo que propone el operador son mucho mayores que las que debería de cumplir por contrato. A mí me gusta mucho que siempre ponemos, en todos los contratos decimos en el supuesto que se requieran unidades de trabajo adicionales, porque alguna actividad no se realice, es responsabilidad del operador. A mí me gustaría, en otro orden de ideas, pedir que dentro de la resolución se planteara en que esto es un presupuesto y precisamente es un presupuesto. Pero hay cuestiones que tienen que revisarse.

Por ejemplo, habla de registros especiales por ejemplo de imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica y otros y está planteando muestrear 6,204 metros, eso es casi todos los dos pozos, casi los dos pozos. Estos registros no se toman en todos los pozos, solo se toman en la parte del yacimiento. Pero también por otro lado habla de tomar núcleos que son 96 metros según lo que nos mandaron, pero también quiere tomar núcleos de pared. Y bueno, ¿por qué estoy tan detallista con estas cosas? Porque esto es un Contrato de Producción Compartida. Entonces necesitamos definir este presupuesto con mucho más detalle en la medida que se vaya operando. Entonces lo que yo quisiera es que se planteara que todo esto puede tener cambios en la medida que se vaya dando en el campo y que tenga de alguna forma nuestra intervención, nuestra supervisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahorita hablé de los riesgos especiales, de los registros de los núcleos, pero también hay por ejemplo siete muestras de fluidos. No sé si haya siete yacimientos o a lo mejor sean menos. Entonces seguramente que esto va a venir a la baja. Hay registros que sí se toman en todo el perfil del pozo como podría ser el SP, el rayos gama. Pero hay otros registros geofísicos por ejemplo de ondas S y P que también son 7,574 de acuerdo con lo que ellos nos mandan y esos tampoco los tomamos en todo el pozo, no necesariamente. Habría que ver entonces el análisis de muestras de roca y fluidos que les dice por definir, pero finalmente tiene una unidad de trabajo asociada. Entonces bueno, pues lo pusieron, pero seguramente puede ser más o puede ser menos. Yo no digo que esto está inflado, más bien habría que ver cómo es que se va a dar en la realidad. Ahora no tenemos problema porque es muchísimo más lo que ellos proponen que lo que realmente tienen que cumplir, pero lo que sí tenemos que tener cuidado es que es producción compartida. Entonces una buena parte de todas esas actividades van a ser pagadas por el Estado, hay que tener cuidado en eso.

Ojalá pudiéramos tener igual una leyenda como la que leí hace rato que dice en el supuesto de que se requieran unidades de trabajo para cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo establecidas en el contrato es responsabilidad del contratista tomar las previsiones necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en el anexo 5 del contrato. Entonces tener a lo mejor otra leyenda que diga que los presupuestos se tendrán que ir validando en la medida que se van operando porque de esa forma podemos eficientar el que los gastos realmente sean los necesarios y esto fundamentalmente yo lo plantearía para producción compartida que es un caso diferente a los dos primeros que tuvimos en el Órgano de Gobierno.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si algún comentario quieran hacer. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pueden regresar otra vez. Esto es muy interesante este caso porque es un caso donde se plantean varios escenarios. Ahorita se está presentando el presupuesto mayor, escenario digamos de mayor probabilidad, pero en realidad en el instante en que ellos nos den un aviso de que se van a ir por el escenario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2 automáticamente el presupuesto se adecúa al escenario 2 y nosotros sabemos cuál es ese presupuesto. Entonces como que hay una labor de supervisión en el sentido de que ya me avisaste que escogiste otro escenario y por lo tanto tienes otro presupuesto. Entonces el seguimiento tiene que darse con el presupuesto adecuado al escenario. Entonces ellos en realidad están entregando yo pienso una cosa muy completa, aceptando que hay un montón de cosas que no se conocen bien y que van a tener que irse trabajando en el camino. Entonces lo que menciona aquí el doctor Néstor es muy importante, pues lo que está aquí es lo máximo que puede pasar, pero no necesariamente va a pasar. En realidad, puede pasar mucho menos que eso porque se van a ir por un escenario diferente o van encontrando cosas que cambian el escenario. Entonces sí es importante nosotros saber cuál es el escenario vigente en ese momento y que eso deba aparecer en el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Abogado Gamboa por favor.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. Justo complementando el comentario del doctor Moreira es lo que platicaba el abogado. Cuando aprobamos el Plan de Desarrollo le aprobamos los escenarios. En esta ocasión para poder ejecutar los distintos escenarios que van a converger en 2019 ya estamos aprobando Programa de Trabajo y presupuesto de los cuatro escenarios. Es decir, para darle una agilidad en la ejecución su Plan de Exploración estamos aprobando el máximo, considerando que tiene ya aprobado los cuatro escenarios y que conforme a la resolución que en su momento se emitió nos tendría que ir dando aviso una vez que vaya cambiando del escenario uno al dos, al tres o al cuatro. Es por ello que ahorita todas las actividades se ven muchas porque estamos pensando en que ya vamos a ir para un escenario máximo. Esto es únicamente para darle agilidad.

Ahora, ¿cómo funcionaría? Estamos en un Contrato de Producción Compartida como ya lo hemos mencionado. La deducción de costos vendría primero, tendríamos que tenerlo como aprobados en los presupuestos para que pudieran ser considerados como costos elegibles. En este caso estamos cumpliendo ese requisito, pero para que puedan ser



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recuperados tendrían que ser aquellos costos efectivamente ejercidos y eso se pondrían en el sistema ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y el Fondo Mexicano del Petróleo. Una vez que en realidad pasen del escenario 1 al 2, únicamente van a ir registrando los costos que en realidad sean ejercidos y que nosotros tengamos conocimiento de que están pasando del escenario 1 al 2 o hasta el 4. Entonces es por ello que ahorita vemos un gran pues abanico de posibilidades y de actividades que no necesariamente pudieran realizarse dependiendo de los resultados que vayan obteniendo de la ejecución del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para clarificar. Hablaba hace rato de registros especiales, registro de imagen, de resonancia magnética nuclear y de mineralógica y de otros, así es como está especificado. El planteamiento del operador es que van a tomar 6,204 metros. O sea, tanto el problema no es de que demuestren que lo hicieron, sino no hay necesidad de tomar 6,204 metros, porque esos registros solamente se toman en la cercanía del yacimiento. Entonces eso es lo que yo planteo que tendríamos que revisar en la medida que ya vayamos operando. Yo no digo que cambien esto, yo digo que hay que darle para adelante, que ellos puedan tener la oportunidad ya de empezar a invertir, que no retrasemos nada. Pero no van a hacer 6,204 metros, ellos van a tener que definir exactamente cuántos deben ser en función de una definición técnica, porque lo pueden hacer. De que lo pueden hacer, lo pueden hacer, pero no es necesario. Y esto significan 2,171 unidades de trabajo y obviamente significa dinero, dinero que no tendrían que erogar si no hay necesidad de que lo hagan. Por otro lado, decía que los núcleos de pared. Quieren tomar núcleos de pared, pero también quiere tomar 96 metros de núcleo. Entonces si toma 96 metros de núcleo habría que ver si todavía hay la necesidad técnica de tomar los núcleos de pared. Yo no tanto me refería la parte contractual de que si los pueden hacer deducibles o no deducibles, sino de que no haya gastos adicionales que realmente no aporten valor al proceso de exploración. Ese es el punto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces el planteamiento es que se vaya revisando. En la medida que se vayan dando las actividades, el operador va a decir pues voy a tomar solamente en lugar de 6,204 metros voy a tomar 500 metros. Está bien. Eso va a bajar el costo y eso está bien. No importa ahorita que esté más arriba porque tiene que estar así para que pueda ser deducible, pero finalmente tendremos que ir a cuidar ese dinero del Estado, ese es el punto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más. Y es parte de la misma supervisión que se tendría que hacer y del seguimiento al Plan de Exploración.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, nada más para concluir. Precisamente los comentarios son para que el operador sepa que eso va a suceder, que no estamos autorizando, cuando alguno de nosotros levante la mano yo no estoy autorizando que haya 6,204 metros de resonancia magnética nuclear. Estoy aprobando el presupuesto en lo general.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, mi comentario iba igualmente encaminado. Tenemos que darle seguimiento al plan en términos de supervisión. Efectivamente estos comentarios que hace el doctor Néstor primero se debe de correr los registros normales, los convencionales, que esos sí van desde el principio hasta fin de la profundidad del pozo y después en base a eso sí decidir qué otros estudios o qué otros registros se puedan correr. Hay algunos efectivamente que únicamente es para lo que es el yacimiento o el probable yacimiento, igual que los núcleos de pared. En algunas veces a lo mejor pudieran estar queriendo muestrear a lo mejor el sello que es válido también en cuanto a núcleos de pared, pero la mayor parte va enfocado hacia el probable yacimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Si, por favor Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Digo, si el comentario es en contra de estos estudios de 6,000 metros,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tendríamos que revisar o hacer alguna aclaración con el operador petrolero para revisar el alcance porque en otro caso sí estaría aprobándose en este momento tal cual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que yo no estoy en contra que hagan los registros especiales. Lo que yo digo es que ellos en su presupuesto están planteando un caso máximo. Dicen, voy a tomar núcleos de pared, núcleos normales, voy a tomar este tipo de registros especiales en una cantidad muy grande de metros, pero finalmente no lo van a hacer.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero se está autorizando para hacerlo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si estamos autorizando que hagan 6,900 tantos metros pues no es lo normal, ya lo comentó el doctor Faustino, eso no se toma en toda la columna, se toma solamente en una parte de la columna. Entonces a mí no me gustaría que detuviéramos esto, yo quisiera que avanzara, pero legalmente no sé qué estamos autorizando. Si estamos autorizando esa cantidad de metros, eso técnicamente no es lo normal.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- A lo mejor para precisar no es que vayan a tomarse 6,200 metros de cada curva, sino son los metros asociados a todas las curvas que se pudieran tomar de registros especiales.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay dos pozos nada más.

DIRECTORA DE EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Son dos pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y en esos dos pozos van a tomar 6,204 metros de registros especiales y aquí están poniendo imagen uno, resonancia magnética nuclear otro, mineralógica, no sé cuál sea mineralógica, y otros. Entonces bueno, supongamos que dividimos entre cuatro esta cantidad, 6,200 entre cuatro, son más de 1,000 metros y no creo que tengan 1,000 metros de yacimiento en dos pozos. La verdad se me hace que es mucho, pero no lo sé, por eso hago la pregunta. Ustedes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

deben tener más detalle de esto. Ahora, si ellos deciden pues voy a tomar un registro magnético nuclear pues en todo el perfil del pozo porque quiero conocer a detalle todas las formaciones. Ese registro lo que nos permite es calcular de alguna forma permeabilidad. Eso no sería lo adecuado porque a mí lo que me interesa es conocer la permeabilidad de la parte del yacimiento. Ese es mi punto nada más. Ahora, no es la primera vez que lo hacemos, porque siempre en mi caso yo había hecho la suposición de que finalmente eso se ajusta. ¿No? Es un presupuesto. O sea, no estoy autorizando el que hagan dos pozos como lo dijo hace rato el doctor Moreira. Pues en la medida en que vayan teniendo información, pues si nada más es un pozo el que van a perforar pues cumplen con el Programa Mínimo de Trabajo ya. Y por eso se llama presupuesto, pero no sé.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero es que va relacionado íntimamente con el Programa de Trabajo. Si el Programa de Trabajo es como lo es, movable, pues evidentemente se moverá el presupuesto, pero asociado. Pero el presupuesto que se está aprobando y el Programa de Trabajo es de lo que se estima se va a realizar. Entonces ya se está aprobando los máximos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero si no hace nada, ¿no hay problema verdad?

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pues no.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que ese es mi punto, o sea.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, pero sí se está aprobando el máximo. Si ellos como operadora deciden hacer lo que está ahí completo, lo pueden hacer porque está siendo aprobado por la Comisión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y si en la parte de supervisión nosotros ya vimos que tomaron un núcleo de todo el yacimiento y ahora quieren tomar núcleos de pared en donde ahí mismo tomaron el núcleo, ¿no podemos decir que eso ya no? Si fuera licencia yo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no tendría ningún problema que hagan todo lo que tengan que hacer, pero no tendría, sería redundante tomar núcleo y luego tomar núcleos de pared. Entonces pues en ese caso ya no lo harían.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Porque lo estamos aprobando como global, como actividades ya del Programa de Trabajo. Perdón doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que estamos aprobando un techo, es lo que realmente estamos aprobando. No estamos diciendo que van a ser 6,000 metros, estamos diciendo que pudieran llegar en un caso especial hasta 6,000. Lo más probable es que se vayan a quedar abajo y por eso la labor de supervisión es muy importante, porque, o sea, aquí hay dos casos. Le estamos autorizando 6,000 como techo, si hacen 3,000 o 4,000 no pasa nada, pero si de repente ellos quisieran decir voy a llegar a 12,000 tendrían que venir otra vez a pedir un cambio de presupuesto. Entonces yo creo que lo que estamos abriendo es te puedes mover en este rango y tenemos que aceptar otra vez pues que no tenemos suficiente información para decir si van a perforar o van a tomar núcleos o van a hacer esto de 6,428. No sería correcto. Lo que estamos diciendo es este es tu techo, por favor no te puedes pasar de aquí y si te llegas a pasar tienes que regresar a pedirme una autorización diferente, porque encuentre tal o cual circunstancia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más reitero mi postura. Nosotros cuidamos el Estado, ellos cuidan también sus beneficios. Ambos van alineados, ¿no? Entonces yo no tendría ningún problema de votar en favor de tal y como está el dato de por ejemplo de los registros especiales, porque seguramente ellos van a buscar también optimizar. ¿Sí? Somos, y yo siempre lo manejo, somos socios de los operadores. Entonces pues que se quede así, no hay ningún problema y seguramente cuando se vaya ejerciendo este presupuesto pues va a haber ajustes y esos ajustes pueden ser también al alta o a la baja, pero va a ser en función de las necesidades técnicas de lo que requiere el proyecto. Es simplemente lo que quise hacer ver es que hay ciertas actividades que las pusieron en lo máximo y algunas son redundantes y si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yo estuviera al otro lado también lo haría así porque entonces me protejo, porque como dice el doctor Moreira yo tengo un techo presupuestal. Si no pongo el techo presupuestal, a lo mejor después voy a tener problemas porque no puse los núcleos de pared y como no puse los núcleos de pared si los hago ya no voy a poder deducir, mejor los pongo y también pongo los núcleos normales y también pongo los especiales. Pero la situación es que finalmente van a ir cambiando, porque es un presupuesto. Entonces mi postura es pues dejémoslo tal y como está.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahora, yo sí creo que la CNH diga aquí, aquí y aquí tengo dudas. Me gustaría otra vez que la supervisión que estamos dando le diera especial atención a esto porque yo pienso que ahí hay oportunidad de mejora. Yo creo que sí lo podemos decir en el dictamen y sí le podemos pedir a la supervisión de contratos que vigile esto con más cuidado de lo normal porque se me hace muy alto. O sea, yo no puedo ahorita decir si eso no, no tengo suficiente información, pero es un foco amarillo. Pidámosle a la supervisión de contratos que vigile eso con cuidado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero esa es la nota que yo estaba planteando, que todos los presupuestos de alguna forma irán cambiando en la medida que se vayan dando las actividades en el campo y que van a ser supervisadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que eso es nuestro mandato legal también, ni siquiera a lo mejor hay que ponerlo, ese ya lo tenemos.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Si, bueno, me parece que la inquietud del doctor Martínez se puede atender muy bien con los comentarios del doctor Moreira y de la doctora Alma América y la verdad es que sí, con la supervisión tenemos una herramienta importante para arreglar este tipo de cosas. A través de la supervisión podremos ver qué es lo que está haciendo el contratista y en su caso requerirle incluso una modificación al plan. Lo que es muy importante recordar es que tanto el Programa de Trabajo y presupuesto son programas asociados al plan. Muchas de las cosas que están haciendo o que pretende la hacer el contratista ya se las aprobamos en su Plan de Desarrollo, bueno, en su plan. ¿No? Y en este caso los programas son pues digamos un aterrizaje de esas actividades que ya fueron aprobadas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Es por ello que si las aprobamos y las realizan no podríamos decirles que no. Lo que sí podemos hacer es supervisar de una forma adecuada y solicitar modificaciones en el Plan y posteriormente pues los programas deberían de ajustarse a estos mismos y efectivamente es a través de un ejercicio de supervisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo para aclarar el sentido de mi voto y ver si podemos estar de acuerdo todos en esto. De votar favorablemente lo que estaríamos permitiendo sí es que llegaran a hacer el máximo de actividades que están aquí presentando. Lo deseable es que hagan menos. Lo que no podrían hacer es que ese menos significará no cumplir con el mínimo que exige el contrato, pero podrían y sería deseable hacer menos, pero están autorizados hasta hacer hasta el máximo que están reportando. Eso es lo que implica votar a favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Totalmente. Y yo simplemente agregando del comentario del Comisionado Pimentel es decir la etapa que estamos del proceso exploratorio. Estamos al inicio, lo que quiere decir que la incertidumbre es muy, muy alta. Por lo tanto, ahorita no sabemos qué espesor tiene el yacimiento, no sabemos cuántos pozos van a hacer, qué alternativa van a tomar. El compromiso mínimo de trabajo de este operador son alrededor de 61,000 unidades de trabajo. Ellos en este plan se están comprometiendo a 107,682 unidades. O sea, casi están llegando al doble. Mi punto, y es un punto de confianza al operador en este sentido, es ustedes creen que, o sea, ¿si quisieran gastar más ellos seguirían al doble de un gasto de un compromiso que tienen mínimo? O sea, yo desde mi punto de vista creo que hay un ajuste que ellos van a hacer necesariamente cuando tenga mayor certidumbre, ¿no? Entonces vamos a dejar que avance un poquito en el caso de la votación que vamos a hacer y conforme vayamos teniendo la supervisión estaríamos ajustando este tipo de comentarios. Entonces pues no sé si hay otros comentarios con muchísimo gusto.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Nada más aclarar que hace rato dije que eran programas asociados al Plan de Desarrollo, me equivoqué, quise decir Plan de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, regresó un poquito la postura de que ellos son operadores, en general cualquier operador. Capricorn va a cuidar disminuir los costos y maximizar sus beneficios. Nosotros también estamos en lo mismo, hace rato lo dije, somos socios y seguramente que no van a hacer gastos adicionales a los que ya tienen planteados. Pero creo que es importante nosotros como parte del Estado visualizar algunas cosas en donde posiblemente vaya a haber reducciones. Cuando nosotros vayamos a levantar la mano y decimos que podemos aprobar toda esta cantidad de actividades que tienen, está bien porque ya también lo comentamos, está en el presupuesto y ellos tienen que ponerlo. Finalmente, si no hacen algunas actividades pues esto se va a ir quitando. Entonces por eso decía mi postura es vamos para adelante con esto, no pidamos que nos expliquen cosas, no tiene caso retrasar más esto, pero sí hay que estar muy atentos con nuestra atribución de supervisión de estar apoyando a la revisión de estos costos porque finalmente van a ser recuperables porque es una producción compartida. Es nuestro trabajo. O sea, tenemos que hacer nuestro trabajo y también yo doy el voto de confianza al operador, pero hay que hacer también nuestro trabajo que va alineado con lo que ellos están haciendo. Adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quería señalar que nosotros tenemos varias digamos lugares donde podemos ejercer esa labor de supervisión. Cuando ellos nos entregan este programa pues la Unidad de Exploración les puede llamar a una audiencia o una reunión de trabajo y decir explícame esto, yo pienso eso. O sea, entonces ahí estamos supervisando lo que nos entregan. Y luego, a la hora en que están ellos llevando a cabo las actividades dentro de su contrato, tenemos la atribución de ir a ver qué están haciendo y volver a preguntar explícame esto y por qué esto. Entonces yo creo que lo que estamos aquí señalando es la importancia que tiene nuestra labor de supervisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro. Doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más rápido. Todos los operadores tienen la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obligación de en sus actividades acompañar todas sus actividades en las mejores prácticas, apoyarse en todas las mejores prácticas a nivel internacional, lo que implica, entre otras, un programa donde se cumple primero el compromiso que se tiene por contrato y después que técnicamente sea compatible con los objetivos del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Por supuesto nos llevamos la tarea y creo que es algo muy importante todo lo que nos están pidiendo, pero además me gustaría que viéramos la liga que tenemos en cuanto a la supervisión con las unidades de trabajo. Si recordamos, en los planes se aprueban cierto nivel de actividades que están ligadas con las unidades de trabajo y siempre se dice que esas unidades de trabajo quedarán condicionadas a que realmente el operador lo justifique y ahí es donde viene justamente esa parte técnica de ver que las unidades de trabajo sean las adecuadas y por supuesto hay una asociación con los costos. Entonces lo vamos a ver en ese sentido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.003/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2019 relacionado con el Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.71.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo para 2019 relacionado con el Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

Después de la adopción del acuerdo la Comisionada Alma América hizo algunos comentarios que a continuación se transcriben:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si me permite Secretaria antes de pasar al siguiente punto. Quisiera hacer mención que el día de hoy y los días anteriores tenemos la visita de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de los colegas, el Director Ejecutivo de la Agencia Gary Medrano y dos colegas más Alejandro Aspiazu y Marcos Durán, visitándonos para conocer desde luego de Bolivia. Quisiéramos agradecer su visita, están visitándonos para conocer las prácticas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y desde luego pues ahora sí que los abrazamos en el sentido estricto con gran cariño de los mexicanos y desde luego nosotros estamos en la mejor disposición de transmitir las mejores prácticas que tenemos en la Comisión Nacional de Hidrocarburos para que en lo que ustedes necesiten poderlos aplicar allá en nuestro hermano país de Bolivia. Entonces de verdad estamos pues estos días que ustedes estén por nuestro país que lo disfruten en todos sentidos y aquí en la Comisión que puedan aprovechar estos días. Continuamos por favor Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto doctora.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de la empresa TGS AP Investments AS para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muchas gracias. Buenos días nuevamente Comisionados, Comisionada. Si recuerdan el acuerdo de este Órgano de Gobierno en la 63ª Sesión Extraordinaria del 13 de noviembre de este año se tomó el acuerdo en el que se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Entonces el artículo 13 de este acuerdo nos dice que las facultades del Órgano de Gobierno, entre otras, que se adicionaron fueron en materia de autorizaciones. Entonces en el primero es emitir las autorizaciones para las actividades de reconocimiento y exploración superficial conocidas como ARES, así como autorizar la perforación de pozos. Inciso b, aprobar la suspensión de actividades de reconocimiento y exploración superficial y la perforación de pozos y por último iniciar y tramitar y resolver los procedimientos de terminación, revocación o caducidad de las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial y perforación de pozos. Con esto vamos nuevamente a traer ante ustedes las autorizaciones tanto de las ARES como de perforación de pozos. Entonces comenzamos con esta solicitud de autorización de un ARES B, de un proyecto que se quiere desarrollar. La propuesta de desarrollo de este proyecto por la compañía TGS AP Investments AS. Y, si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

me lo permite Comisionada Porres, daría la palabra al maestro Mario Navarro para que nos explique en qué consiste la solicitud de autorización de este ARES B.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Navarro, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Muchas gracias, buenos días Comisionada, Comisionados. Les tenemos aquí para presentar todo lo que es el proceso de revisión de esta solicitud de autorización para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos y que consiste en el reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquiridos que remite precisamente la compañía TGS AP Investments AS. La siguiente por favor.

Los fundamentos legales en los cuales se basa la revisión de estas solicitudes de autorización viene desde la Ley de Hidrocarburos los artículos 32, 33, 37 y 43 que especifican los procesos de adquisición y procesamiento de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de la información que se obtiene derivada de esas actividades. Asimismo, las disposiciones administrativas en sus artículos 15, 16, 17 y 18 marcan las modalidades, los datos generales que tienen que cumplir, así como los requisitos de su plan de trabajo del proyecto que presentan y los procesos de revisión. El Reglamento Interno, como lo decía el doctor Monroy, es acerca de cómo se tiene que presentar. La siguiente.

Aquí tenemos la cronología de la atención de la solicitud que inicia precisamente con la remisión de la solicitud de autorización por TGS el día 26 de octubre de este año. Continúa con la revisión de esos documentos por parte de la Comisión y al momento de encontrar algunos faltantes o inconsistencias se remitió una prevención como oficio 240.0800 de este año el día 12 de noviembre del 2018. La compañía al solventar, al atender la prevención solventó esa información mediante una reunión de trabajo el 5 de diciembre, así como alcance de información el 10 de diciembre y llega precisamente a este pleno el día 13 de diciembre. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El proyecto en sí consiste en el reprocesamiento de información de pozos. Como decíamos, esta es una modalidad que se conoce como ARES Pozo que representa el reproceso y/o interpretación de información de pozos históricos. En este caso tenemos un polígono envolvente como se puede observar en el mapa que involucra la zona donde se encuentran los pozos disponibles y que son aproximadamente 455 pozos y el área cubre aproximadamente 208,000 km². El objetivo es realizar estudios de interpretación y evaluación de los resultados de propiedades que se encuentran en los pozos obteniendo con esto mapas que tengan tendencias regionales en esta zona del Golfo de México en aguas someras y aguas profundas. Sus objetivos geológicos será toda la columna disponible en los pozos y principalmente definen cinco unidades estratigráficas como son el Cuaternario, el Neógeno, el Paleógeno, Cretácico y Jurásico. Siguiendo.

El cronograma que remite el solicitante incluye una etapa, un período de cinco meses desde el inicio de las actividades hasta la entrega de la información y ese es su cronograma propuesto. Obviamente la compañía, como todos los autorizados ARES, tienen a partir de la autorización un periodo de 120 días para poder iniciar las actividades. Una vez que ellos tienen ya toda la información disponible, entonces deberá notificar un inicio de actividades y con él tener que utilizar su programa. La siguiente por favor.

Los entregarles que van a derivar de esta actividad son principalmente mapas, un resumen de resultados. Esto es, por cada pozo un resumen de resultados de la perforación, evaluando las razones de éxito o fracaso de los pozos precisamente perforados. 101 mapas aproximadamente, eso es derivado de los atributos o propiedades que se identifiquen de cada uno de los pozos y que puedan ser mapeados, organizados precisamente por la propiedad que se está mapeando y además por la formación geológica. Eso es lo que conformaría la total de los 101 mapas que se pudiesen generar. Y finalmente un informe final de las interpretaciones para explicar las tendencias geológicas regionales observadas y una descripción de la historia de la exploración de la región. La siguiente.

Con ese tipo de proyectos se van a contar algunos beneficios como el poder identificar las tendencias regionales a través de estos mapas, de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esos parámetros petrofísicos y geológicos, conocer el principal elemento de riesgo de la geología y sobre todo conocer las razones geológicas del éxito o fracaso de esas perforaciones, documentar los elementos geológicos claves asociados con los yacimientos exitosos y también orientar las próximas campañas de exploración. La siguiente.

Por lo tanto, la Dirección General de Autorización de Exploración ve que esta solicitud se advierte técnicamente factible toda vez que cumple con los requisitos que están marcados por las Disposiciones Administrativas, esto es sus artículos 16, 17 y 18 de las Disposiciones Administrativas y que las actividades propuestas permitirán obtener información útil para una mejor comprensión del potencial petrolero. Es lo que tengo para presentarles, no sé doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En base a lo que expuso el maestro Mario, pues sometemos a su consideración de este Órgano de Gobierno la autorización de este ARES de TGS-NO15-6P1/899618 para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero, muchas gracias doctor. ¿Algún comentario? Por favor Secretaria Ejecutiva, nos podría leer la propuesta de acuerdo

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto Comisionada. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 37 y 43, fracción primera, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción décimo tercera, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a la empresa TGS AP Investments AS con número ARES TGS número NO15-6P1/899618 para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo; en términos del artículo 15, fracción segunda de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, someto a consideración el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto levantando su mano.

El Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.71.005/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a la empresa TGS AP INVESTMENTS AS para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida.

ACUERDO CNH.E.71.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 37 y 43, fracción I, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XIII, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a la empresa TGS AP INVESTMENTS AS con número ARES-TGS-NO-15-6P1/8996-18, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción II, de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad. Y doctora, nada más una disculpa porque en el tema anterior, tema relacionado con el Programa de Trabajo y Presupuesto, no referí la votación del Programa de Trabajo. Entonces si me permite, exactamente, solamente leí el del Programa de Trabajo 2019, pero me faltó el Programa de Trabajo. Entonces leo el del Programa de Trabajo.

Con fundamento en los artículos 22... ¿cuál es? el presupuesto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima, 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones sexta y décimo segunda de la Ley de Hidrocarburos, así como las cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. en relación con el citado contrato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Someto a consideración el acuerdo, sírvanse manifestar su voto levantando su mano.”

RESOLUCIÓN CNH.E.71.004/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.71.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración, presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A5/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al ingeniero Roberto Gerardo Castro Galindo, Director General Adjunto de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Castro, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.- Buenos días, gracias Comisionada, Comisionados. En términos generales la presente modificación al Plan de Desarrollo está asociada contrato CNH-R01-L03-A5/2015 firmado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Strata en mayo del 2016. Tiene una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva con un esquema fiscal tipo licencia. El 21 de marzo del 2017 fueron aprobados los Planes de Evaluación y de Desarrollo y en cumplimiento la resolución CNH.E.54.001/16 Criterios Generales de la Licitación CNH-R01-L03/2015 se presenta la modificación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al Plan de Desarrollo posterior al término del periodo de evaluación. La siguiente por favor.

En relación a la relatoría, el operador Strata presentó la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo en agosto del 2018. En ese mismo mes la CNH envió la prevención a la información. El operador atendió la prevención en septiembre del 2018 y se declaró suficiencia en octubre. La siguiente por favor.

Las características generales de esta área contractual. Se encuentra en el norte del país en el Estado de Nuevo León a 70 km al suroeste de Reynosa. Es un yacimiento de gas húmedo de rocas de edad Eoceno con cuatro formaciones principales: Mount Selman, Queen City, Yegua y Cook Mountain. Se inició su exploración y extracción en el año de 1966 en Mount Selman. Es un yacimiento de arenas arcilloso, es compacto, es de baja permeabilidad. Tiene un conversado de gravedad API de 55 grados API. La siguiente por favor.

En esta lámina se muestran diferentes etapas durante la explotación del campo. Entre el 2000 y 2006 se realizó una campaña de perforación de 53 pozos, tres reparaciones mayores y asociado a estas actividades se observa el pico máximo en el 2003 de 16.6 millones de pies cúbicos de gas, luego se observa una declinación y entre el 2008 y el 2014 se realizaron 18 reparaciones mayores para mantener la producción. El contrato se firma en mayo del 2016 como se observa ahí. A partir de ahí la producción de gas se mantiene incluso por arriba del pronóstico del plan vigente. No se cuenta con un antecedente de producción de condensados, sin embargo, a partir del 2018 se empezaron a tomar datos y en ese periodo de tiempo 2018 se tiene un promedio de aproximadamente cuatro barriles de condensados. La siguiente por favor.

En cuanto a la justificación de la modificación, es en cumplimiento a la resolución CNH.E 54.001/16 Criterios de Licitación CNH-R01-R03/2015, donde asimismo se tendrán mayor inversión y mayor gasto de operación y el incremento de producción en volumen a recuperar. Si lo vemos en términos de los Lineamientos de Planes, en el artículo 40, fracción II, inciso a) menciona que cuando existan modificaciones en el alcance al plan cuando el avance y el estado en el que se encuentran los yacimientos presentan un cambio en la estrategia de su extracción. Por lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tanto, el operador presenta siete perforaciones con objetivo primario Mount Selman, 28 reparaciones mayores tipo que son cambios de intervalo, 58 reparaciones menores que son estimulaciones, limpiezas o inducciones, además de la toma de información, construcción de modelos estático y dinámico y adecuación y construcción de la infraestructura. Estas actividades contemplan una inversión de 22.3 millones de dólares, un gasto de operación de 23.2 millones de dólares y la inversión en abandono es 2.4 millones de dólares. Estas actividades pretenden recuperar un total de 26.8 mil millones de pies cúbicos de gas y 231,000 barriles de condensado.

En relación al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos referente al plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación, la siguiente. Con base en las actividades y análisis realizados durante el periodo de evaluación, el operador identificó perforaciones, reparaciones mayores, reparaciones menores para desarrollar el campo y presentó tres alternativas. Una con actividad sin perforaciones, otra con actividad mínima de perforación que son dos pozos y otra alternativa con siete perforaciones. De estas tres alternativas, la número 1 es la que acumula mayor recuperación en volumen de gas con 26.8. Los gastos de inversión entre estas tres alternativas es similar, sin embargo, las inversiones como se ve reflejado en la tabla es mayor en la alternativa 1, 22.3, que está asociado al mayor número de perforaciones y de actividades que realizan. Derivado de los volúmenes que recupera y de las inversiones que realiza, los indicadores económicos indican que la alternativa 1 tiene mejor desempeño económico. Es decir, que la alternativa uno permite el mayor desarrollo de reservas de manera rentable y es la que ha sido seleccionada para el Plan de Desarrollo. La siguiente por favor.

En esta lámina se observa el perfil de producción asociado a estas tres alternativas. Como ya se mencionó, la alternativa uno que es la seleccionada presenta mayores gastos y mayor acumulación de hidrocarburos asociado a las perforaciones, comparado con las otras dos alternativas que son sin perforaciones y la otra que tiene solo dos perforaciones. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Derivado de los análisis que realizó el operador durante su periodo de evaluación que fueron reparaciones menores, reinterpretación sísmica y estudios petrofísicos, se pudo redimensionar el volumen original y las reservas como se muestra en la pantalla. Cabe mencionar que a pesar de que se observa una disminución en el volumen original, también se presenta un aumento en las reservas 2P y 3P. Esto es derivado de la realización de las actividades físicas que están documentadas en el plan que presentaron, mismas que permiten incrementar los volúmenes técnica y económicamente recuperables en este yacimiento. La siguiente por favor.

Ya enfocados en la alternativa 1, en esta lámina se observa la historia de producción de gas del campo y el pronóstico de producción que están presentando para el plan propuesto. El plan aprobado vigente contemplaba una acumulación, una recuperación de 0.63 mil millones de pies cúbicos de gas en 21 meses. Este Plan está proponiendo recuperar 26.8 mil millones de pies cúbicos de gas en 22 años. La siguiente por favor. En relación al pronóstico de condensados, en el plan aprobado se pretendía recuperar de 0.16 mil barriles. En este plan están proponiendo recuperar 231,000 barriles en el plazo de 22 años. La siguiente por favor.

En cuanto a la actividad física a realizar, en esta tabla estamos viendo reparaciones mayores, menores, perforaciones y modelo estático. Se observa que desde el 2019 empiezan con reparación mayores/menores. En el 2020 se pretende tener ya listos y construidos los modelos estático y dinámico para iniciar perforación en 2021 hasta el 2027 para completar siete pozos perforados. Ya tienen ubicación de esos siete pozos que pudieran ajustarse dependiendo de los resultados que obtengan en sus modelos. Como actividad adicional Cabe mencionar que estos pozos pues ya son pozos antiguos, entonces procuran revisar la integridad de los pozos partir de la calibración de la tubería de producción y producción interior. Además, van a tomar pruebas, van a hacer pruebas de producción, van a hacer análisis de potencia de pozos, van a tomar registros eléctricos en los pozos, muestras de canal, registros de presión de fondo y esta información le servirá para tener una mejor caracterización del yacimiento. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al cumplimiento del aprovechamiento de gas natural, dado que el área contractual es un yacimiento de gas húmedo, no aplican las disposiciones técnicas en aprovechamiento de gas. Sin embargo, el contratista plantea la comercialización de los hidrocarburos que se produce. En la siguiente lámina veamos los mecanismos de medición referentes a este manejo de hidrocarburos.

En el esquema actual de medición, los pozos fluyen hacia tres estaciones de recolección que están dentro de la asignación, Carretas 1, Carretas 2 y Carretas Auxiliar. Una vez que los pozos entran a estas estaciones de recolección, sufren un proceso de separación. El gas separado se mide con una placa de orificio y son enviados a través de gasoductos a la Estación de Recolección Monjarreñas 1A y de ahí son enviados a la Estación de Medición Km. 19. El gas es prorrateado y asignado con base en el acuerdo de medición a partir de la Estación Km. 19 y hacia atrás. En cuanto al condensado y el agua, son recolectados en tanques verticales, luego separados y son enviados a la CPG Burgos los condensados y el agua producida se envía por carro tanque a la Planta Sierrita Cuervito para su correcta disposición. La siguiente por favor.

Los mecanismos de medición futuro es la misma filosofía, pero en cada estación de recolección están agregando un sistema de deshidratación del gas. Esto tiene como finalidad dar cumplimiento a la calidad del gas en el punto de medición en lo referente al porcentaje de humedad requerida en el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. En relación al Programa de Inversiones, se divide en tres actividades petroleras: desarrollo, producción y abandono. Y como se muestra en esta gráfica, tanto la producción y desarrollo tienen porcentajes similares. Cabe mencionar que la perforación de pozos de desarrollo se lleva la mayor inversión y en la parte de producción la intervención de pozos y la operación de instalaciones son los que tienen una mayor inversión. El total para estas actividades son de 427,930,000 dólares. La siguiente por favor.

En cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, se observa que se acelera el desarrollo del conocimiento del potencial del país a través de las perforaciones, reparaciones mayores, reparaciones menores y la toma de información



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también y con esto se podrá hacer una mejor caracterización del yacimiento en las formaciones de interés que son Mount Selman y Queen City. Se observa que se eleva el factor de recuperación del 50% al 81%. En relación a la reposición de reservas, posteriormente se cuantificarán y reclasificar derivado de las actividades de evaluación que se realizaron. En relación a la promoción del desarrollo de las actividades de exploración y de extracción, esta promoción se llevará a cabo a través de las actividades de perforación y reparaciones que ya mencionamos. El uso de tecnología y plan de producción va a permitir la maximización del factor de recuperación a través de estas actividades, además de la toma de información y se da cumplimiento a los mecanismos de medición de producción. La siguiente por favor.

En cuanto al cumplimiento de la normativa aplicable se observa que se cumple con el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, con el clausulado y los anexos del contrato, con el artículo 39 de la LORCME y con los Lineamientos de Planes. Derivado del análisis presentado, se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo asociado al contrato CNH-R01-L03-A5/2015.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Castro. Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La alternativa ganadora considera estimulaciones y *tubingless*. ¿Ya hay experiencia en *tubingless* ahí en se campo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.- No. En ese caso, no.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No tienen ácido sulfhídrico, no tienen problemas de tipo de corrosión?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.- No.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.-
No, están manifestando que no tienen problemas, por eso están considerando esa opción para ejecutarlo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero todavía no lo han implementado. Sería en los primeros pozos, los siete pozos que van a perforar. ¿No lo pondrían?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.-
No, ahí lo van a implementar. No está implementado aún.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces no pondrían tubería de producción vamos a decir.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO CASTRO GALINDO.-
Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?
Secretaría Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.006/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por presentado por Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A5/2015.

ACUERDO CNH.E.71.006/18

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 II, último párrafo, de la Ley de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Desarrollo para la Extracción, presentado por presentado por Strata CPB, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A5/2015.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Petrofac México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al Ingeniero Juan Carlos Pérez García, Director General Adjunto de Subsuelo.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- Gracias Comisionada. Comisionados, buenos días. Me voy a permitir presentar el análisis sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017, presentado por el operador Petrofac México, S.A. de C.V. Como antecedentes del análisis que voy a presentar, este contrato es derivado de una migración de Petróleos Mexicanos con un socio, con los cuales había un Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) y este contrato se firma entre la CNH, PEP y Petrofac el 18 de diciembre de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2017. Tiene una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva bajo un esquema fiscal de producción compartida, perdón, y opera actualmente bajo el amparo de un Plan Provisional aprobado por la Comisión. En cumplimiento a la cláusula 4.2 del contrato, el operador presentó el Plan de Desarrollo para la Extracción a ser evaluado por la Comisión. Este Plan de Desarrollo fue presentado en abril del presente año. La Comisión posteriormente emitió la prevención, la cual fue atendida por el operador y posteriormente se pasó a la evaluación del dictamen técnico, lo cual nos trae a esta sesión el día de hoy.

Bueno, en cuanto al objetivo del Plan de Desarrollo, el operador plantea la extracción de las reservas 2P de la formación Concepción Superior que ascienden a un total de 97.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto en un periodo de tiempo del 2018 al 2042, un total de 77.6 millones de barriles y 115 miles de millones de pies cúbicos de gas. Entre las principales actividades físicas asociadas a este Plan de Desarrollo son 28 perforaciones, 106 reparaciones mayores y algo para destacar una prueba piloto para un proyecto de inyección de agua que iniciaría en el año de 2020. El costo total de este proyecto asciende a 1,603 millones de dólares en el periodo que ya les había comunicado.

En cuanto al área contractual, se localiza a 30 km al oeste de la ciudad de Comalcalco, Tabasco. Un poco de generalidades sobre los campos y los yacimientos asociados en el área contractual, es un área contractual de aproximadamente 153 km² que cuenta con 238 pozos perforados actualmente, de los cuales 39 son productores, 92 cerrados, 7 sin conectar, es decir, en espera de la instalación de la línea de descarga lo cual se va a realizar durante el primer año de la ejecución del plan. Tienen 6 pozos letrina y 94 taponados. En cuanto a la producción del área contractual, en octubre de 2018 produjo 7.9 miles de barriles y 6 millones de pies cúbicos diarios. Cabe resaltar que a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo estaba produciendo alrededor de 6.3-6.4 miles de barriles, por lo cual, la producción actual es un poco más alta de lo que se estaba esperando.

En cuanto a los campos que componen el área contractual, se compone de Santuario, Santuario Noreste y El Golpe. Los tres están constituidos por arenisca es con intercalaciones de lutitas, son de ambientes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sedimentarios de tipo deltaicos con porosidades entre el 15% y el 30% en los diferentes cuerpos de arena. El aceite que produce es de mediano a ligero entre 25 y 35 grados API y las profundidades promedio son entre 2,100 y 3,600 metros verticales.

En cuanto a la cuantificación de reservas, el operador plantea recuperar el 100% de las reservas 2P que cuantifica a la fecha. El mismo operador, una vez le sea aprobado el Plan de Desarrollo, deberá certificarlas y ser parte del proceso de certificación y cuantificación, de cuantificación y certificación de reservas perdón, que lleva a cabo la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y en la gráfica podemos ver que la mayor parte de las reservas están asociadas al campo Santuario Noreste, el cual fue descubierto en 2013, por lo tanto, está en una etapa temprana de su desarrollo mientras que el campo Santuario y El Golpe fueron descubiertos alrededor de los años 60, por lo cual tienen una historia de producción bastante amplia.

Bueno, en cuanto al cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos sobre el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, vemos que el operador analizó tres alternativas, las cuales denominó alternativa 0, alternativa 1 y alternativa 2. En la alternativa 1 el operador plantea la perforación y terminación de 26 pozos de desarrollo. Cabe aclarar que también se considera la perforación de un pozo inyector y la perforación de un pozo fuente. Este pozo fuente va a ser extractor de agua para la prueba piloto. Posteriormente, si la prueba piloto es exitosa, el operador deberá modificar su Plan de Desarrollo con el fin de tener en cuenta los pozos tanto inyectores como productores si es que así lo considerara y que consideren esta estrategia de inyección de agua. También se considera la reparación mayor, bueno, 106 reparaciones mayores, la producción de 77.6 millones de barriles y el uso de bombeo neumático para generar un VPN después de impuestos para el contratista de 253 millones de dólares. La alternativa 2 plantea el éxito de la recuperación secundaria, sin embargo, el operador opta por la alternativa 1 dado que primero considera la ejecución de la prueba piloto y ver la viabilidad del proyecto de inyección de agua antes de proponerlo a la Comisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, en cuanto a los pronósticos de producción de las alternativas, la curva en verde cuya área está completamente en verde es la alternativa seleccionada. En este momento la estoy señalando. Vemos que la alternativa 0 es es aquella que no plantea el éxito en la recuperación secundaria y plantea menor número de reparaciones menores – mayores, perdón – produce menor cantidad de aceite y de gas como se observa en ambas gráficas y la alternativa 2 será aquella que se plantee si tiene éxito la prueba piloto para inyección de agua. Entonces por lo que vemos se alcanzaría un pico de producción de alrededor de 17,000, 18,000 barriles diarios en 2023 en la alternativa seleccionada a través de la perforación de los 26 pozos que mencioné hace un momento.

En cuanto a una comparativa de referencia de factores de recuperación en campos similares o yacimientos similares utilizando criterios de campos terrestres productores de aceite y gas, productores de aceite entre 20 y 35 grados API, de edad Terciaria con rocas o yacimientos terrígenos y con proyectos de inyección de agua, podemos ver que en el caso del área contractual se encuentra en el promedio de los factores de recuperación, esperando que si el proyecto de inyección de agua es exitoso este factor de recuperación va a incrementar y en su momento se haría el análisis con lo que plantee el operador.

En cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas, el operador plantea alcanzar la meta del 98% durante el primer año y mantenerla durante la vigencia del plan a través de transferencia del uso de gas para bombeo neumático y autoconsumo. Estas tres modalidades de aprovechamiento de gas están consideradas en las disposiciones para el aprovechamiento de gas y es lo que va a permitir que el operador mantenga el 98% de la meta, cumpliendo con lo que establece en las disposiciones. Para el cumplimiento de los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos, me voy a permitir pasar la palabra a la maestra Ana Bertha González para que exponga lo relacionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestra.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Hola, buenos días. En cuanto a los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos, el operador maneja dos etapas. En la primera etapa considera manejarse desde el 2018 a 2023 una operación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

similar como la que tiene, que básicamente tenemos los campos Santuario, Santuario Noreste y Tupilco. Tupilco es una asignación perteneciente al operador de Petróleo Mexicanos. Esta se va a la Planta Deshidratadora El Golpe, el agua es inyectada a un pozo letrina actualmente. El punto de medición que tenemos autorizado es este. Este fue modificado en marzo del 2018 con un reemplazo de un sistema de medición. Actualmente tiene una incertidumbre de 0.25%, que es mucho menor que lo que manejan nuestros lineamientos de 3%. Este se va a la Terminal Marítima Dos Bocas y obviamente viene lo de El Golpe a incorporarse al sistema de la planta deshidratadora. Adelante.

En la etapa dos vamos a tener de 2023 a 2025 un cambio que nos está pidiendo, porque en la primera etapa vamos a mantener esos puntos, el punto que tenemos de aceite. En la segunda etapa se tiene el crecimiento del complejo Santuario Noreste. Si bien vimos que viene el incremento precisamente en esos campos, vamos a tener un acondicionamiento primero van a tener uno que le llaman como instalaciones de producción temprana que básicamente van a ser reentradas y después van a contratar y a instalar y a mejorar la capacidad de separación, de deshidratación y desalado en el complejo Santuario Noreste. Esto vendría a llevar a manejarse la producción de Santuario y Santuario Noreste a este nuevo complejo que estaría trabajándose y se estaría invirtiendo para eso y en este caso la Batería Tupilco se estaría manejando con la Batería El Golpe que esta es la que ya tenemos actualmente con la Batería el golpe. Y el mismo sistema de medición que ya se tiene se mantendría, pero se incorporaría la corriente que vendría deshidratado, desalado hacia este punto de medición. Entonces el punto de medición que se tiene aquí sería el primer punto de medición que tendríamos aprobado con las características del cumplimiento de lo que tenemos en los lineamientos técnicos con un punto de medición compartido entre dos operadores, con la calidad que se establece en el artículo 28. Eso finalmente tendríamos autorizado, nos presentaron los acuerdos operativos entre ambos operadores y finalmente irse hasta Terminal Marítima Dos Bocas. Adelante.

En el caso del gas tendríamos una etapa, en la etapa 1 que ya mencioné que es de 2018 a 2023, se elimina el manejo del gas de Tupilco. El gas se iría directamente, estaría yéndose directamente hasta Castarrical. Sin



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

embargo, para el operador en este caso Santuario y Santuario Noreste se estaría yendo lo que es el complejo de El Golpe. ¿Sí? En esta tenemos placa de orificio, tenemos medición de gas de bombeo neumático y tenemos gas combustible y finalmente el que tenemos autorizado actualmente es el SM-420, que es una placa de orificio. En el caso de El Golpe que viene a la Batería de Separación El Golpe viene y se incorpora a la estación de compresión para finalmente manejarse toda la producción a Castarrical y después a CPG Cactus. Sí es importante mencionarle que de la información que nos presentó el operador las mediciones que te tienen tanto para autoconsumo se tiene medición, se tiene medición de quemador, se tiene medición de gas de inyección de bombeo neumático, también para agua. Entonces la medición que manejamos ahorita para gas está vamos a decir cubierto para una buena metodología de balance. Adelante.

En la etapa dos que tenemos que había mencionado que sería del 2023 a 2035 que ya entra la planta deshidratadora nueva de Santuario. El gas que vamos a manejar vamos a hacer en el complejo Santuario Noreste que vamos a tener la producción de Santuario. ¿Sí? Vamos a tener la de pozo Santuario Noreste, la estación de compresión, vamos a tener recuperadora. Lo que tendríamos en este caso de El Golpe que se iría al sistema de medición y ambos, todas las corrientes, llegarían aquí al SM-420, se maneja hasta Castarrical y después hasta Cactus. Aquí es importante mencionar que en el caso de la etapa dos tendríamos la medición fiscal en el SM-420. ¿Sí? En este caso tendríamos una incertidumbre que nos estaría presentando el operador para el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, ya que actualmente la humedad que tenemos no la cumple de acuerdo al artículo 28, entonces cuando se venga las adecuaciones y demás que se viene en la etapa dos nos estará presentando al término de la ingeniería la instalación de los sistemas de medición para el cumplimiento de esos lineamientos. Básicamente eso es lo que es el sistema de medición. Adelante.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- Bueno. En relación con el Programa de Inversiones como lo mencioné hace un rato, el costo total del proyecto es de 1603.69 millones de dólares, distribuido en las actividades petroleras de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollo, producción y abandono. Dentro de los principales rubros de desarrollo se encuentra la perforación de los 26 pozos, 28 si consideramos los relacionados con la prueba piloto y la construcción de instalaciones. Dentro de la producción se encuentra la administración general del proyecto, así como el aseguramiento de la producción tanto de los pozos como de las demás instalaciones relacionadas con la producción y el abandono considerado de las instalaciones de acuerdo como lo marca el contrato.

En cuanto a los flujos del proyecto, cabe destacar que en los primeros años no se observan flujos negativos para el contratista dado que es un proyecto que actualmente produce, por lo tanto, hay ingresos para el contratista. Sin embargo, partir de 2020 se ven flujos netos negativos para el contratista dada la inversión que se va a ejercer durante esos años en cuanto a la perforación de pozos y las demás inversiones que considera el proyecto. Y se mantienen digamos positivos tanto para el Estado como para el contratista a excepción de los últimos años que se consideraría el abandono o la erogación asociada al abandono de los pozos. Esto manejando supuestos de precio fijo de 60 dólares por barril y 3 dólares por millar de pie cúbico, así como una tasa de descuento del 10%.

En cuanto a los resultados de la evaluación económica, el valor de los hidrocarburos asociados al proyecto es de 4,849 millones de dólares, de lo cual 82.6% corresponde al Estado y el 17.4% corresponde al operador, lo cual nos da resultados para el contratista de valor presente neto después de impuestos de 222 millones de dólares, lo cual nos sugiere o nos indica que es un proyecto rentable tanto para el contratista y por lo tanto también lo va a ser para el Estado. En cuanto al cumplimiento de la normativa aplicable, se revisó que el Plan de Desarrollo cumpliera tanto con la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, así como las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas y el contrato respectivo.

Bueno, en cuanto a la conclusión respecto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, el contratista plantea actividades adecuadas para los yacimientos utilizando las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tecnologías correspondientes y que permitirán incrementar la recuperación de los yacimientos, así como – vuelvo a resaltarlo – el proyecto piloto de inyección de agua. Cumple con el 98% de aprovechamiento de gas de acuerdo con las disposiciones desde el primer año y durante toda la vigencia del plan. Las actividades planteadas por el contratista permitirán recuperar la totalidad de la reserva 2P documentada al 1 de enero de 2017 y la cual será certificada en los siguientes procesos de reservas. En cuanto a los factores de recuperación, se incrementan en el caso del aceite del 18.6% al 23% y en el caso del gas natural del 26.4% al 38.3% en el periodo del presente plan. Esos factores de recuperación podrían verse aumentados en caso de que el proyecto de inyección de agua se pueda implementar en el área contractual.

Finalmente, como recomendaciones, que se administren los ritmos y gastos de producción con el objetivo de poder maximizar la producción de hidrocarburos y evitar o retrasar al máximo la conificación de agua o la entrada de gas o de agua a los pozos y finalmente evaluar estrategias de recuperación secundaria también para los campos Santuario y El Golpe, dado que el proyecto de inyección de agua está planteado actualmente para estudio en el campo Santuario Noreste. Por nuestra parte sería todo, no sé si tengan algún comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una reflexión. Esto se me hace un proyecto muy grande, son 1,600 millones de dólares. Si los pasamos a pesos son 30,000 millones de pesos. Entonces es una inversión verdaderamente significativa, pero nos va a producir 10,000 barriles diarios. Entonces si hacen ustedes la división, seguramente lo pueden checar, producir un barril adicional por día costo 3 millones de pesos. ¿Estoy bien? Bueno, si quieren después lo pueden ver, pero en el sentido de... ¿Perdón?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Seguramente estas bien.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, no. Lo único que quiero decir este es un campo proyecto, pero son 30,000 millones de pesos. Entonces esto nos da una relación que podemos ir calculando para la reposición de los campos maduros, que son estos, más o menos va a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tener este costo, el costo de 3 millones de pesos por barril adicional que hay que recuperar. Entonces no tiene nada que ver con esto, pero sí es importante porque estamos analizando un proyecto muy grande y muy importante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá, bueno, yo tenía una pregunta relacionada, pero lo que pasa es que todavía no tienen la reserva que podría contener resultado del proyecto de recuperación secundaria, no la han calculado. Y yo creo que ahí es lo que hace falta agregar porque hasta ahorita lo que tienen es la reserva 2P sin incrementar una reserva resultado de un proyecto de recuperación secundaria que lo que supondría yo es de que tiene que incrementar la reserva. Es correcto, ¿verdad? Entonces normalmente lo que se hace, y a mí me llamo la atención, es de que se plantea cuánto podría incrementar la reserva resultado de un proyecto de recuperación secundaria, no sé, un porcentaje de un 2%, un 3%. Eso sería el resultado de un proyecto de recuperación secundaria. Entonces la prueba piloto que sirve para validar eso y entonces eso es lo que incrementaría de volumen en reserva, pero esto es sin tener todavía la reserva.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- De hecho, de acuerdo con los estudios iniciales que ya realizó el operador que fue a través de modelos de simulación numérica de yacimientos, el posible beneficio en caso de éxito sería alrededor de 40 millones de barriles incrementales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que es lo que hace falta sumar doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Al cálculo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al cálculo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- Y bueno, si me permiten, el costo total como mencionaba hace un rato es de 1,600 millones para una recuperación de 77.6 millones de barriles, lo cual según mis cuentas eran más o menos 16 dólares por barril total. Entonces creo que, bueno, por cómo se ve en los indicadores económicos es un proyecto que es rentable para el operador y que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

además tiene costos adicionales asociados a la misma prueba piloto. La misma prueba piloto considera la perforación de dos pozos, lo cual en un principio pareciera no capitalizable pero que si es exitoso generarán justamente ese incremental.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Obviamente es un proyecto rentable, es un proyecto muy bueno, es un proyecto que hay que empujar. Nomás estaba tratando de extrapolar, ni siquiera tiene que ver con este caso, sino con toda la problemática de los campos maduros: de qué tamaño va a ser la inversión requerida. Para allá iba mi pregunta, utilizar esto que ya hicieron un análisis, que ya hicieron un estudio, para poder movernos en esa dirección. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por supuesto que el costo de extracción de barril en yacimientos maduros es más caro que en los nuevos. Mi comentario es que el contrato incluye varios yacimientos, uno de ellos es Caracolillo que nunca lo hemos nombrado por aquí, Santuario, bloque Santuario Noreste y El Golpe. Entonces el planteamiento de la prueba piloto de inyección de agua va a ser en el bloque Santuario Noreste. Hay una conclusión, la pusieron al final en donde dicen que el operador debería de revisar si pudiera ser aplicable en otros. Ahora, yo veo un problema de la presentación y análisis. No tengo ningún problema en que votemos, yo voy a votar en favor de esto, pero si sumamos todas las producciones de todos los campos posiblemente lleguemos a la conclusión de que Caracolillo baja el valor presente neto de la suma y entonces podemos llegar a la conclusión de que no hay que hacer nada Caracolillo. Seguramente eso fue lo que hicieron esos, seguramente en el análisis dijeron Caracolillo ya mejor lo dejamos ahí, ya está agotado. Pero está agotado, pero tiene un gran porcentaje de aceite todavía. Entonces deberíamos analizar yacimiento con yacimiento para poder maximizar, un poco poder analizar la forma como lo plantea la ingeniería de yacimientos, como lo hacemos en la ingeniería petrolera. Si hacemos sumas, realmente como que se enmascaran vamos a decir algunos de los efectos. Digo, para las siguientes nos gustaría, en mi caso me gustaría, que pudiéramos verlo uno por uno, pero adelante, tal y como está el planteamiento me parece adecuado y yo no tengo más comentarios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Tengo un comentario relacionado. Si, es verdad. De hecho, en la parte de reservas como vienen documentados Caracolillo ya es un campo que tiene muy poco volumen. Seguramente va a ser reevaluado como muchas del área contractual, ahorita realmente por el descubrimiento que tuvieron en el 2013 toda digamos que la actividad física más fuerte, inclusive las inversiones y lo que van a desarrollar en la infraestructura, va más enfocado al desarrollo de esa área, así como la prueba piloto. Pero sí, seguramente van ellos a reconsiderar y poder evaluar lo que pudiera haber adicional en potencial para el área contractual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, y eso es a lo que estamos acostumbrados cuando tenemos un monto de financiamiento fijo. Pero cuando está un privado, él podría invertir en todos sin ningún problema. O sea, yo sé que tienen que irse a donde hay mayor rentabilidad, pero deberían poder tener el dinero para poder desarrollar Caracolillo, para desarrollar El Golpe sin ningún problema. Eso es lo que hacíamos antes cuando teníamos un presupuesto fijo en el caso de Petróleos Mexicanos. Gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- De hecho, un comentario es que dentro de las actividades que van a realizar tanto en El Golpe como en Santuario es seguir complementando la caracterización con el fin de identificar nuevas oportunidades que haya para mejorar los factores de recuperación y mejorar la recuperación en general de los yacimientos en estos campos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Secretaria, nos podría leer la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. En este caso serían tres acuerdos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- ¿Puedo presentar el Programa de Trabajo?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, si no tienen inconveniente pudiéramos presentar el Programa de Trabajo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bien.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE SUBSUELO, INGENIERO JUAN CARLOS PEREZ GARCÍA.- Perfecto, voy a presentar lo relacionado con el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Desarrollo del mismo contrato. El operador presenta el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto junto con el Plan de Desarrollo. En cuanto a la relación cronológica, se mantiene lo revisado en el Plan de Desarrollo y las principales actividades que realizará el operador durante el Primer Programa de Trabajo será la perforación de cuatro pozos, la construcción y adecuación de cuatro peras, así como la realización de 11 reparaciones mayores en Santuario y cinco en El Golpe, esto con una inversión total de 177 millones de dólares. Como lo mencioné, son las actividades que se cubren durante el resto de 2018, esto partiendo de la presentación y durante todo 2019.

En cuanto a los pronósticos de producción, como lo mencioné hace un rato, a la fecha de presentación del Programa de Trabajo y del Plan de Desarrollo producía alrededor de 6,000 barriles. A la fecha produce alrededor de 7.9 barriles, por lo cual, durante el próximo año durante 2019 se esperaría la declinación natural que presenten los pozos, así como una mejora asociada a las reparaciones mayores que están planteando, lo cual se puede ver aquí tanto para el aceite como para gas y producir 2 millones de barriles, así como 2.6 miles de millones de pies cúbicos. En cuanto al presupuesto, es un total de 177 millones de dólares en actividades de desarrollo y producción. Cabe resaltar que inicia la perforación de cuatro pozos, sin embargo, entrarán en producción esperaríamos en el año 2020.

Se concluye que el presupuesto cumple con lo que se establece en la cláusula 10.1 del contrato, Es congruente con el Primer Programa de Trabajo, así como con el Plan de Desarrollo, es razonable en cuanto a sus costos y es consistente con lo que establece el contrato y se enmarca dentro de las mejores prácticas de la industria. Y derivado del análisis, ponemos a su consideración también el primer Programa de Trabajo y el presupuesto asociado al contrato del área contractual Santuario.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Pérez. Ahora sí si nos hace el favor de leer.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.007/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrofac México, S.A. de C.V., para el contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

ACUERDO CNH.E.71.007/18

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, 44 fracción II, último párrafo, 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 el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Petrofac México, S.A. de C.V., para el contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.71.008/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Petrofac México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.71.008/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 8.1 y 8.2 del Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Petrofac México, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.71.009/18

Resolución por la que de la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Presupuesto presentado por Petrofac México, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017.

ACUERDO CNH.E.71.009/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1 y 10.2 del Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Presupuesto, presentado por Petrofac México, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:39 horas del día 13 de diciembre de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva