



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 15:06 horas del día 24 de octubre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 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. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 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 220.0900/2019, de fecha 23 de octubre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 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 la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.
- II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, relativos al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentados por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0133-Cuichapa y AE-0155-Chalabil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L de C.V. relacionados con el Plan de Evaluación del contrato CNH-R01-L01-A7/2015.
- II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L de C.V. relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R01-L01-A7/2015.
- II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.
- II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por ENI México, S de R.L. de C.V. relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.
- II.10 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Andarani-1EXP.
- II.11 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.
- II.12 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras de sondeo estratigráfico Bitol-1SON.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes Comisionados y todos los presentes. Como lo menciona la Orden del Día, vamos a presentar la modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017 del área contractual número 10 presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Primeramente, vamos a ver lo que fue la relación cronológica. El trámite de esta modificación inició el 6 de septiembre con la presentación de la solicitud por parte del contratista. Se realizaron prevenciones el día 19. El contratista solicitó una prórroga para atender estas prevenciones el 23 de septiembre. Posteriormente, se le dio contestación a las respuestas de solicitud de prórroga al contratista el 25. De ahí, se llevaron a cabo la revisión y respuesta de lo que son las prevenciones y el contratista hasta el día 14 y 17 del presente mes de octubre nos estuvo presentando diferentes alcances de información que estuvimos analizando para llegar el día de hoy



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a la presentación ante este Órgano de Gobierno de lo que sería la modificación de su Plan de Transición.

En esta siguiente lámina vamos a presentar lo que son las características generales del área contractual. Estamos hablando, como ya se dijo, del operador Pantera. El área contractual tiene un área en superficie que son 347 km². Tiene una fecha efectiva del 8 de diciembre de 2017, una vigencia de 30 años a partir de esta fecha efectiva. Es un Contrato del tipo Licencia. La profundidad que tiene para llevar a cabo sus actividades de exploración y extracción no tiene restricciones y tiene colindancias con otras dos áreas contractuales que se encuentran cerca de su área. Las generalidades del área contractual también tenemos que actualmente tiene cuatro pozos, de los cuales tres se encuentran operando. La formación en la que tienen ellos sus trabajos actualmente de extracción es en la Amate Superior. Tienen una porosidad promedio que anda entre los 25% y el 32%. El tipo de yacimientos es de gas. Tenemos una temperatura que anda entre los 70°C y los -84°C, una presión inicial igualmente entre 241 a 250 kg/cm² y actualmente no tienen un registro actualizado de cuál es la presión de los yacimientos. La densidad igualmente varía del 0.56 a 0.63.

Los elementos generales del Programa de Transición que presentaron es que van a recuperar 1.02 miles de millones de pies cúbicos de gas. Con la recuperación de este volumen estarían llegando en total a lo que serían los campos al 51% y específicamente con esta ampliación en su Programa de Transición elevarían el factor en 1%. Las actividades que estarían realizando en los próximos 12 meses si se les otorga la ampliación de este Programa de Transición estarían enfocadas principalmente al mantenimiento de la producción, en la cual van a estar ellos dando mantenimiento a los pozos, a la infraestructura y van a estar realizando una reparación mayor y la toma de muestras de gas para estar llevando a cabo análisis cromatográficos. Para esta ampliación, ellos consideran una inversión de 0.025 millones de dólares y un gasto de operación de 1.075 millones de dólares, que en un total para el plan estarían dando 1.1 millones de dólares.

La justificación, bueno, el motivo y la justificación por el cual presenta Pantera su ampliación al Programa de Transición está fundamentado en el artículo 72, fracción I de los Lineamientos de Planes de la Comisión que nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dice que en la fracción I, "cuando el operador petrolero requiera una ampliación a la vigencia del Programa de Transición, esta podrá concederse hasta por un año más", que es lo que está solicitando. La que sigue:

La actividad física que está proponiendo puesto que son áreas que ya llevan cierto tiempo en extracción y son campos digamos modestos, únicamente nos está presentando dentro de su programa de actividades para el 20 de julio del 2020 lo que sería una reparación mayor que tiene el objetivo de reducir la carga de líquido que se presenta en los pozos y una limpieza de aparejo. En resumen, estas actividades –como lo mencioné– es una reparación mayor. En total es 1.02 miles de millones de pies cúbicos que va a recuperar. Las inversiones, como se mencionó, es de 0.025 y el gasto de operación de 1.075.

En esta lámina presentamos la comparativa que nos presenta respecto a la producción acumulada de gas y tenemos que en el programa vigente, que tiene una vigencia de noviembre de 2018 a diciembre del 2019, la producción acumulada que tenía estimada era 0.71 miles de millones de pies cúbicos. Con el programa propuesto para diciembre del 2019 a diciembre del 2020 estaría llegando a 1.02 y la acumulada que tendría de noviembre a agosto del 2019 es de 0.587. Esa es la que tienen en este momento recuperado, sería la producción real que han recuperado hasta agosto del 2019 y se observa que esto es un incremento del 43.66% entre la Gp estimada del programa vigente respecto a la Gp de Programa de Transición ampliado. La que sigue por favor.

Aquí podemos ver cuál ha sido el comportamiento de producción en lo que sería en el área contractual. En la primera área continua de color azul vemos lo que sería el plan vigente y en la línea negra estamos viendo cuál ha sido el comportamiento real. Han estado la mayoría de lo que ha sido el periodo del Programa de Transición actual por arriba de la meta esperada. Solamente tuvieron una eventualidad en el mes de marzo que les hizo bajar la producción, sin embargo, en los meses posteriores se recuperaron. Lo que están planteando ellos a partir de que se les apruebe este Programa de Transición a partir de diciembre del 2019 hasta diciembre de 2020 es lo que vemos en el área naranja. Ellos tienen ahí una expectativa de que la producción va a crecer con las actividades que van a llevar a cabo. El principal incremento de producción que se observa en enero de 2020 es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque van a instalar un compresor a boca de pozo que va a permitir reducir la contrapresión dentro del pozo y gracias a ello esperan una mayor producción. También van a llevar a cabo su reparación mayor que les va a permitir poder cumplir con este pronóstico de producción que están haciendo.

En cuanto a lo que es el aprovechamiento de gas, al ser un yacimiento de gas seco, de gas no asociado, no le aplican las disposiciones. Y en lo que se refiere a la medición, ellos están llevando a cabo actualmente y van a continuar durante este Programa de Transición llevando a cabo mediciones a boca de pozo y esto lo van a hacer de acuerdo a como se contempla en los puntos provisionales de medición aprobados en la resolución de CNH.E.65.10/17 de fecha 7 de diciembre de 2017, perdón. Y como lo comenté, ellos van a estar haciendo su medición a través de medidores a boca de pozo.

En esta lámina podemos observar lo que es el detalle de su Programa de Inversiones 2020. Las actividades están enfocadas principalmente a lo que es la actividad de producción y suman un total de 1.1 millones de dólares como se había comentado. Estos rubros el principal se lo llevaría la subactividad de general. La siguiente se lo estarían llevando las pruebas de producción, que son las que suman el 80% de todos los gastos que va a estar realizando. Y lo demás se refiere a actividades de seguridad, mantenimiento a pozos e instalaciones y otras ingenierías que van a estar llevando a cabo dentro del área de Asignación.

De la revisión que hicimos en la Dirección de Dictámenes, se desprendieron estas cuatro recomendaciones. Y es que durante este Programa de Transición ellos aprovechen para actualizar su modelo dinámico que les sirva para disminuir el nivel de incertidumbre al momento de estimar la reserva remanente en el área contractual. Esto es porque al finalizar este Programa de Transición ellos tienen que presentar su Plan de Desarrollo para la Extracción y tomando esta información pues pueden presentar mejores estimaciones de lo que pueden recuperar ya en su Plan de Desarrollo. También les recomendamos aquí que se mantenga el mantenimiento continuo a las instalaciones de producción dando eficiencia a las operaciones de manejo en superficie a los fluidos, realizar un monitoreo de actividades, sobre todo en los pozos porque —como lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mencioné al inicio de la presentación— pues carece de datos de presión actualizados, de la presión actual en los pozos y la presión en el yacimiento. Todo esto pues les puede servir a ellos para que puedan también mejorar sus pronósticos de producción a futuro. Y también como se les llega a presentar dentro de los pozos líquidos y condensados, también estamos poniendo ahí que busquen el manejo eficiente de los condensados depositados en el fondo del pozo para que los pozos tengan la mayor productividad.

La revisión se hizo en términos de lo que establece el Contrato. La Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento a la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes de esta Comisión, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y también dice ahí que se hizo en las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas, aunque en este caso, como es un yacimiento de gas, no aplica.

Derivado de toda esta revisión, el resultado del dictamen es que del análisis presentado se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la modificación al Programa de Transición asociado al Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V., mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia. Eso es lo que traemos.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más una recomendación. En la lámina 19 donde manejan los condensados. Hablan de condensados depositados. Yo creo que hay que quitar esa palabra, nomás manejo eficiente de los condensados en fondo de pozo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- OK, y así lo hacemos. Sí, porque no es un depósito.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No es un depósito, ni tampoco se generan ahí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más quiten "depositados" por favor. Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Claro que sí doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Digo, de los resultados que están presentando, se ven muy positivos. O sea, son casi 40% superior a lo pronosticado y aquí la idea es pues que tan pronto terminen su Programa de Exploración presenten el Plan de Extracción, que no hay necesidad de esperarse el año, que lo pueden hacer en marzo o en mayo o cuando ellos consideren apropiado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, así es. De la información que vayan tomando y creo que también de lo que han venido ellos ya manejando el campo desde el 2017, ellos ya tienen información propia que pueden ir evaluando con sus ingenieros para presentar un mejor programa, un mejor Plan de Desarrollo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Secretaria, 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.65.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017 presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.65.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos y 72 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. asociado al contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Víctor Juan López Hernández, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro López, por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN; MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Buenas tardes Comisionada, buenas tardes Comisionados. Traemos a su consideración la modificación al Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Transición del área contractual 5 de Burgos presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Respecto a la relación cronológica que tenemos, primero el contratista ingresa su solicitud el 6 de septiembre del 2019 y posteriormente se emiten las prevenciones y aclaraciones y para las respuestas a estas prevenciones y aclaraciones el contratista solicita una prórroga y finalmente se obtienen las respuestas de prevenciones el 1 de octubre del 2019. Ahora, entre la aprobación, perdón, entre la presentación ante Órgano de Gobierno y la respuesta de prevenciones hubo dos alcances por parte del contratista para ingresar mayor información respecto a lo que habían presentado en la respuesta de prevenciones. Bueno, respecto a la parte de ASEA, aún estamos pendientes por parte de la respuesta, sin embargo, ya se emitió el oficio solicitando su opinión técnica.

Ahora bien, en las generalidades del Contrato, del área contractual, tenemos que son dos bloques que es el bloque A y bloque B, los cuales se muestran en la imagen y estos se encuentran al Suroeste a 33 km de la ciudad de Reynosa en Tamaulipas, los cuales se encuentran en la Cuenca de Burgos. El área contractual primera con la cual se firmó el Contrato fue de 444.63 km². Sin embargo, el contratista presentó una renuncia anticipada, la cual les dio ahora un área de 231.37 km². Esta renuncia fue en la parte del bloque B, el cual vamos a ver más adelante y finalmente este es el área con la que va a estar operando el contratista tanto el bloque A y el bloque B y aquí es en donde se van a realizar las actividades. La vigencia del Contrato es de 30 años y es un Contrato de tipo Licencia.

Respecto al área contractual, son siete campos en los cuales se encuentran ocho pozos productores y, como les comentaba, el bloque A es esta sección y lo que van a tener ahora después de la devolución es esta parte verde que sería lo que sería del bloque B. Las formaciones son Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson y entre el rango entre los que se encuentran los campos están entre 9% y 19% para el parámetro de porosidad. Los siete campos son de gas húmedo y tienen temperaturas entre 100 y 170°C y adicionalmente cuentan con una densidad relativa entre 0.56 y 0.63.

Ahora bien, respecto a los elementos generales del Programa de Transición, el contratista planea recuperar durante este programa, durante este periodo 2.2 bcf de gas y 3.7 miles de barriles de condensado. Esto lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

considera durante un periodo de 12 meses que es esta solicitud de prórroga y durante este tiempo considera ejecutar dos reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores, además de la actualización del modelo petrofísico y sedimentario entre actividades de optimización y construcción de infraestructura. Dentro del análisis contractual no se detectó ningún elemento que pudiera causar el no otorgamiento de la prórroga. Es decir que contractualmente se encuentran cumpliendo todos los parámetros. Y la inversión total que está considerando el contratista es de 2.44 millones de dólares y en gasto de operación es 2.26 millones de dólares que nos da un total de 4.7 millones de dólares.

Ahora, esta solicitud se hace respecto al artículo 72, en la cual se indica que se realizará cuando el contratista solicite una ampliación de la vigencia, la cual se puede otorgar hasta por un año. Ahora, en cuestión de la actividad física, el contratista aquí propone que estas dos reparaciones mayores se efectuarían entre febrero y abril del 2020 y las cuatro reparaciones menores serían entre diciembre del 2019 y mayo de 2020. Y en la parte de infraestructura, lo que considera es la adecuación de módulos de separación, además de líneas de descarga y la instalación de infraestructura de ductos que permitirían el manejo de la producción. Siguiendo por favor.

Ahora aquí lo que se muestra es el resumen de lo que ya habíamos comentado anteriormente que son las dos reparaciones mayores, las cuatro menores y además los gastos de operación de 2.26 millones de dólares, así como las inversiones de 2.44 millones de dólares.

Ahora, en esta comparativa lo que tenemos es, primero, el pronóstico del programa vigente. Es decir, del que está aprobado de noviembre del 2018 a diciembre del 2019. Este es el pronóstico del volumen a recuperar de gas. Este pronóstico por parte del contratista primero fue de 4.45 bcf. Sin embargo, a la fecha se ha recuperado 0.37 bcf, es decir un porcentaje menor, y del pronóstico del programa propuesto es de 2.2 bcf. Esto es la comparación entre lo aprobado y lo que se está proponiendo. Esto es lo real. ¿Sí? Entonces más adelante vamos a hacer un comentario de esta parte, aquí está esta lámina.

Esta es la comparación entre la producción real y lo que se tiene aprobado en el programa vigente. Y adicionalmente lo que está en rojo o en naranja



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sería lo que se propone, el pronóstico por parte del contratista para el Programa de Transición. Ahora, en este punto es importante aclarar que en este pronóstico pues el contratista todavía no contaba con toda la información o con información propia que ha venido adquiriendo durante este periodo. Entonces, bueno, esto es algo que también pues impacta en este pronóstico que se ve un tanto optimista respecto a lo real. Siguiendo por favor.

En cuestión de las metas de aprovechamiento de gas, no es aplicable debido a que se trata de un gas no asociado. Y en la cuestión de la medición de hidrocarburos, el contratista considera manejar en los mismos términos los puntos de medición tanto fiscal como de medición provisional. Por lo tanto, no habría variación en esta parte de los puntos aprobados en el plan vigente. En esta es, bueno, aplica prácticamente lo mismo. Es para ambos casos, para los dos bloques.

Y aquí tenemos la parte de la evaluación económica, en donde podemos ver que la mayor parte se la llevaría la parte de intervención de pozos, así como de pruebas de producción. En intervención de pozos tenemos lo que sería las intervenciones de reparaciones mayores y menores y en pruebas de producción tenemos lo que son la toma de información, como además también cromatografía, registros de presión de fondo fluyendo, registros de presión de fondo cerrado, así como muestreo y análisis de fluido.

Y bueno, en cuestión de las recomendaciones, aquí en el modelo estático se recomienda actualizar tanto el modelo petrofísico como sedimentario con el fin de poder tener mayor número de alternativas que permitan desarrollar el campo y las cuales puedan ser consideradas para el Plan de Desarrollo para la Extracción. Adicionalmente, se recomienda mantener una optimización constante de los pozos e instalaciones que permitan tener un buen mantenimiento de la producción. En cuestión de monitoreo, es importante mantener la producción de hidrocarburos en monitoreo y además tener esta operación por debajo del gasto crítico para evitar la conificación de agua. Adicionalmente, monitorear la presión del yacimiento permitiría tener mayores elementos para hacer pronósticos de producción más precisos. Y de igual manera es recomendable utilizar los modelos tanto estático como dinámico para realizar una cuantificación de reservas y con base en esto proponer una estrategia para el Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Desarrollo que permita maximizar el factor de recuperación. Por mi parte sería todo.

Ah, creo tenemos otra todavía que es, bueno, la presente propuesta se da en cumplimiento de la normatividad aplicable, en cumplimiento con la Ley de Hidrocarburos, así como de los Órganos Reguladores (la LORCME), cumplimiento de los Lineamientos de Planes, así como el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, las cuales no aplican debido al tipo de hidrocarburos que tenemos.

Y bueno, con base en lo anterior se propone el presente dictamen técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Transición asociado al Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, presentado por el operador petrolero Pantera Exploración y producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., mismo que de ser aprobado estaría vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la prórroga del Programa de Transición.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro López. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría que platicaran un poquito más acerca de la conificación de agua. ¿En algún pozo hay ya conificación de agua? ¿Hay un acuífero que esté activo? Como no tengo la presión actual, realmente no es fácil identificar si hay entrada de agua.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Sí, en algunos pozos, sobre todo en pozos como Organdí y pozos de Casta se presenta producción de agua. Como tal, acuífero activo no se tiene detectado. Sin embargo, bueno, lo que se busca es evitar más que esa producción de agua siga de forma ascendente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces en la Batería de Separación Organdí separan el agua también y los condensados.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- No. Prácticamente el fluido llega a la estación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Organdí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- A la batería Monterrey, perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero antes pasa, en la lámina 20, ahí está explicado. Los pozos Organdí van a una planta provisional que está a la salida, ahí se ve que hay un separador, no sé. Y después de ahí pasa a la batería Monterrey.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO.- Sí, así es. Llegan al punto de medición provisional que tienen aprobado hasta ahorita que es la Organdí-1.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí tienen que hacer la separación.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO.- Tiene que haber una separación y detenemos. El poco líquido que se recupera se reinyecta a la línea de 41 km y se envía a la batería Monterrey.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero cuáles tipos de líquidos? ¿Condensados y agua?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO.- El poco condensado que se recupera.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Agua no están recuperando.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO.- No, no están recuperando. Sí existe un dato de producción de agua que hasta ahorita es, pero es de toda el área contractual que es de 2.0 barriles por día.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que esa agua puede ser agua intersticial o agua de un acuífero. Si es intersticial, entonces el comentario de manejar gastos críticos no tendría sentido. Si es un acuífero, sí. Por eso pedía que ahondaran un poquito más, nada más hay que revisar ese detalle. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Precisamente por el valor del 2. y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción. Es muy bajo y debe de ser constante. Entonces debe de ser seguramente agua intersticial o agua congénita. Pero lo checamos y cambiamos esa recomendación en su caso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos los datos financieros, ellos están pronosticando sacar 2,000 millones de pies cúbicos del año y alrededor de -¿qué serán?- 2,500 barriles de condensado. Entonces si sacamos eso en términos numéricos, ellos están pronosticando sacar poquito diferente de 6 millones de dólares como ingresos totales. Las inversiones que tienen aquí registradas son 4.7 millones de dólares. Entonces, digamos, sí suma, pero sí tienen que tener mucho cuidado que no les vaya a pasar lo que este año. Si no llegan al número, sí va a estar muy apretado con respecto a los ingresos pronosticados, ingresos pronosticados versus costos porque los costos los van a tener que hacer, los ingresos habrá que verlo. ¿Verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, sería importante. Le vamos a dar seguimiento porque sí llama mucho la atención el pronóstico inicial que hicieron para su plan provisional que tenía una expectativa mucho más alta y están prácticamente cumpliendo con menos del 2%. Seguramente este año, como ya vemos, tienen ellos programadas mayores inversiones. Esperemos que estas den resultado en una mejor respuesta de su pronóstico de producción y su cumplimiento.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una, bueno, serían dos preguntas o una observación. Si nos vamos a donde están las áreas contractuales que es de las primeras. Sobre todo, creo que es la 4. Me gustaría nada más creo que es una aclaración. El bloque A también es el área contractual. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y del bloque B es la parte verde. O sea, tendría que estar pintado el bloque A completo verde porque si no parecería que el área contractual únicamente es lo que corresponde al bloque B en la parte verde, según la leyenda. Entonces nada más para aclarar que en realidad es el bloque A más la parte verde del bloque B. O sea, ¿es correcto verdad?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Sí, sí es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Y la segunda, y es pregunta, es en la lámina 18. Normalmente el Programa de Transición podríamos entenderlo como la continuidad operativa. Si hablamos de una continuidad operativa y nos referimos a lo que han estado manejando de producción real, ¿cómo podemos explicar que van a producir la parte roja? O sea, ese brinco y me refiero un poco al comentario del doctor Moreira. O sea, si nosotros manejamos que nosotros ya habíamos aprobado una continuidad operativa con lo que se tiene en amarillo. O sea, aquí no está lo que era antes, lo que venía produciendo anteriormente y no podría yo decir si venía con una cierta declinación. Sin embargo, parecería que la continuidad operativa estaría más reflejado hacia el amarillo que hacia el verde. ¿No? O sea, me preocupa un poco si nosotros estamos avalando, aunque sea continuidad operativa, un pronóstico de producción de gas, aunque no es demasiado, pero, o sea, relativo pues alto respecto a lo que vienen produciendo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. La situación que tenemos con el operador es que este plan vigente la expectativa pues sí está muy alta respecto, como lo comenté, a lo verde que es lo real. Pero es que no ha llevado a cabo todas las actividades que tenía programadas. No ha invertido y no ha destinado los recursos necesarios y eso lo ha llevado a que estemos en la parte verde. Lo que ahora ellos están comprometiendo en este nuevo Programa de Transición, si se los ampliamos, como lo comenté es que ahora sí van a estar haciendo ellos estas actividades y haciendo estas inversiones que pudiera ser lo que de acuerdo al comportamiento del yacimiento, que también ellos ya tienen conocimiento porque ya lo han operado prácticamente dos años, los pudiera llevar a este cumplimiento de lo que es el área roja. Como lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comenté y lo dice bien doctora, pues sí es preocupante porque tenemos que tener ahí un seguimiento muy estrecho para ver que realmente se estén llevando a cabo estas actividades. Sobre todo, porque si se llega a cumplir con el periodo de los 12 meses que están solicitando, tienen que presentar ya un Plan de Desarrollo con una actividad de largo plazo que tendría que estar acorde a lo que vendrían ellos produciendo como real en ese momento. Yo creo que sí vamos a ver nosotros la manera de coordinarnos con la UATAC y con todas las demás áreas de la Comisión para darle un seguimiento porque sí llama la atención mucho el comportamiento real que ha tenido el campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Digo, solamente para englobar, pues básicamente se debe a la no ejecución de las actividades que estaban programadas en el provisional anterior. Nada más para dar un poquito de idea cuáles eran, anteriormente estábamos hablando alrededor de seis cambios de intervalos, seis cambios de intervalos donde iban a tener producción digamos en intervalos que posiblemente tenían reserva que no estaba siendo explotada o que tenían un incremento de producción adicional. También tenían estimulaciones.

Si vemos al día de hoy la comparativa que están presentando, es menos actividad física. Eso obedece también al decremento en el perfil. Esto se tenía que ver reflejado a partir de noviembre del 2018 cuando se tuvieron que ejecutar estas actividades y poder tener este incremental, cosa que no ha pasado. Por lo cual, sigue operando con la base que venía trabajando desde hace más de un año. Entonces por eso al día de hoy se va a ver ese incremento parcial si se empiezan a ejecutar. Lo que sí hay que tener es cuidado porque en estos 12 meses si no se ejecutan esas actividades vamos a seguir declinando el mismo perfil con el que venían operando porque solamente son cambios operativos en cuestiones de contrapresiones para tener esos incrementos de producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, entonces bueno, la recomendación sería tener un monitoreo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Continuo con ellos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Continuo con ellos. ¿No?
OK, muy bien. Secretaria, nos haría... No sé si haya algún otro comentario.
No. 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.65.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017 presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. DE C.V.

ACUERDO CNH.E.65.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos y 72 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. asociado al contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.



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 maestro Horacio Andrés Ortega Benavides de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Ortega:

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Buenas tardes Comisionados, buenas tardes. Continuando aquí con la Orden del Día, como dice la Secretaria, les venimos a presentar lo que es el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. La que sigue por favor.

Bueno, aquí podemos ver la relación cronológica que tuvo este plan. Ingresó a esta Comisión el 13 de mayo del 2019. Por ahí se atendieron, se le dieron prevenciones al operador el 31 de mayo y atendieron estas el 17 de junio del presente año. Se hizo la declaratoria de suficiencia al operador el 15 de julio y el día de hoy estamos presentando ante este Órgano de Gobierno. Es importante señalar que se tuvieron por ahí unas comparecencias puesto que la información era completa, pero no estaba precisa ni concisa a las cuales se tuvieron que llamar al operador para que nos aclarara ciertos puntos. La que sigue por favor.

Bueno, aquí podemos ver las características generales de la Asignación. El operador petrolero es Pemex Exploración y Producción. El área es de 69.9 km². La fecha de emisión de la Asignación es del 13 de agosto del 2014 y tiene una vigencia de 20 años. Esto quiere decir que cumple, que la vigencia es a 2034. El tipo de Asignación es de extracción de hidrocarburos y se pueden realizar actividades en lo que son las formaciones Plioceno Inferior y Mioceno Superior. Colinda con lo que es al Noreste con la Asignación Blasillo y al Norte con lo que es el Campo Panal. Aquí en color amarillo podemos ver el polígono de la Asignación. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que es el campo como tal, la Asignación comprende lo que es el Campo Los Soldados, como habíamos dicho, Panal y El Plan y Tanayal. En estos tres campos tenemos 20 pozos taponados. En lo que es la Asignación tenemos 165 pozos perforados, lo que son verticales, tipo "S" y tipo "J" y 145 pozos en lo que son Los Soldados. Actualmente tenemos 20 operando, 59 cerrados y 66 que están taponados. La edad geológica son Pliocenos y Miocenos. La porosidad es del 19%, la densidad API es de 29 grados API. La temperatura del yacimiento es de 90 °C. La presión inicial fue de 276 kg/cm², la presión de saturación de 260 kg/cm². Se alcanzó rápidamente la presión de saturación y la presión actual del yacimiento es de 116 kg/cm². Tiene una RGA promedio de los pozos que actualmente producen de 458 m³/m³. La que sigue por favor.

En lo que es el alcance al Plan de Desarrollo que presenta el operador, él pretende extraer lo que es la reserva de aceite y de gas del Campo Los Soldados que están en las formaciones Mioceno Superior y Plioceno Inferior. La propuesta del plan es a la vigencia de 2034. Considera perforar tres pozos de desarrollo, 45 reparaciones mayores, 75 menores y 69 taponamientos y pretende recuperar 7.40 millones de barriles y 25.64 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto equivale a 11.53 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Pretende ejercer una inversión de 94.63 millones de dólares y un gasto de operación de 69.83 millones de dólares. Al límite económico de la Asignación, es importante recalcar esto puesto que todavía tenemos actividades más allá o el operador va a dar actividades más allá de la vigencia de la Asignación. Esto recupera 8.17 millones de barriles y 27.54 miles de millones de gas y ejerce todavía 5 millones de dólares adicionales para llegar a un total de 99.77 y un gasto de operación de 78.47 en todo hasta el límite económico de la Asignación. Todo esto en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos que permite maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. La que sigue por favor.

El volumen original y las reservas. Aquí podemos ver en estas gráficas que el volumen original de aceite es de 133.2 millones de barriles y 277.4 miles de millones de pies cúbicos de gas. La reserva la tienen clasificada toda como 1P. Es de 8.17 y 29.69 miles de millones de pies cúbicos y es la que pretende extraer el operador petrolero hasta el límite económico de la Asignación. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí están las tres alternativas que proponen. La alternativa 1 y la alternativa 3 son muy parecidas. Lo único que difieren es la actividad en reparaciones mayores y reparaciones menores. La alternativa 3 tiene 26 reparaciones mayores y adicionales a la alternativa 1 y la alternativa 3 tiene 73 reparaciones menores. La alternativa 1 tiene 44. Lo que ellos, aquí lo que hay que enfocarnos mucho es en la recuperación. En la recuperación de la alternativa 1 tenemos 4.43 millones de barriles y 14.10 miles de millones de pies cúbicos. Esto con una inversión de 78.07 millones de dólares, un gasto de operación de 40.61 lo que nos estaría dando un VPN antes de impuestos de 144.76 millones de dólares y un VPN después de impuestos de 9.51. Aunado a esto, el VPN/VPI antes de impuestos es de 2.31 y después de impuestos de 0.15. En la alternativa 3, donde proponen ellos una mayor actividad física, se recupera 7.38 millones de barriles y 27.46 miles de millones de pies cúbicos de gas. Ejercen una inversión de 90.66 y 71.51 de gastos de operación para tener un VPN/VPI antes de impuestos de 3.56 y después de impuestos de 0.63.

Por lo tanto, la alternativa seleccionada por el operador, a diferencia de las otras dos alternativas, va a proponer la perforación de tres pozos de desarrollo, 48 reparaciones mayores, 78 menores, una acumulada de 8.17 millones de barriles y 29.68 miles de millones de pies cúbicos de gas con una inversión total al límite económico de 99.77 y 78.47 millones de dólares en gastos de operación. La rentabilidad del proyecto es un VPN/VPI antes de impuestos de 3.58 y después de impuestos de 0.65. Aquí en estas gráficas podemos ver el comportamiento o el pronóstico de producción de la alternativa seleccionada que es la de verde achurado en el aceite y la alternativa 2 que es la seleccionada en lo que es gas en rojo achurado. La que sigue por favor.

En esta gráfica podemos ver el comportamiento de lo que es la producción real que tuvo el campo de 2015 a 2019 que es la línea gris. Todo lo que está en verde es lo que ellos prometieron en ronda 0 y lo que está en azul es el pronóstico del nuevo plan que están proponiendo ellos. Aquí es bien importante recalcar lo siguiente. En el plan vigente o en el plan de ronda 0 ellos proponen la recuperación de 8.60 millones de barriles. Actualmente han recuperado 4.8 y en la propuesta que nos están dando al límite económico nos están ofertando la recuperación de 7.40 millones de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

barriles y al límite económico de 8.17, cuando ya recuperamos 4.80. La que sigue por favor.

En el aceite pasa algo similar. En el plan vigente, perdón, en el gas perdón, pasa algo similar. Lo que está en café es lo que ellos proponen en ronda 0. Lo que está en gris es la producción real que han tenido y el plan propuesto es todo lo que está en azul. En el plan vigente se proponía la recuperación de 27.54 miles de millones de pies cúbicos. Real han recuperado 16 y están proponiendo 25.64 a la vigencia de la Asignación y 29.69 al límite económico. La que sigue por favor.

Este es un desglose anual de toda la actividad que está proponiendo el operador en realizar en este plan, donde tenemos hasta la vigencia de la Asignación que es 2034 las tres perforaciones, las reparaciones mayores son 45, las reparaciones menores son 75 y tenemos 69 taponamientos y un abandono de una instalación. Posterior a la vigencia de la Asignación, el operador todavía tiene actividad física que son tres reparaciones mayores y tres reparaciones menores y 13 taponamientos y todo lo que es la actividad de abandono. La que sigue de favor.

En lo que es el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, el asignatario presenta cumplimiento al plan vigente. En el nuevo plan también se cumple la meta, está alrededor del 99% y no requiere construcción de infraestructura adicional para cumplir con este PAGNA. Es una instalación, ya son campos maduros, datan del año de 1953, entonces tienen todo lo que es la infraestructura completa. La que sigue por favor.

En lo que son los mecanismos de medición de producción de hidrocarburos tenemos lo que es el Campo Los Soldados. Ahí está compuesto por 12 peras. Completamente tenemos todo a mediciones a boca de pozo, ya sea con equipo de separación portátil o multifásico. Tenemos mediciones operacionales. Luego el flujo en una mezcla multifásica llega a la Batería de Separación Los Soldados, donde se separa las líneas de gas y de líquidos. Pasa a la estación de crudo La venta lo que es el líquido. Ahí tenemos una llegada de otras corrientes y ahí tenemos una medición de referencia y de ahí continúa hasta la Planta Deshidratadora La Venta y a Palomas, donde tenemos la medición fiscal para el aceite. Lo que es el flujo de gas pasa a la Estación de Compresión Los Soldados. Ahí tenemos una medición de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

referencia y luego pasa al Complejo Petroquímico de Gas La Venta, donde tenemos la medición fiscal. La que sigue por favor.

En lo que es el Programa de Inversiones, podemos ver que toda la actividad de desarrollo equivale a 11.5%. Lo que es la actividad de producción de pozos equivale a un 85% de todo lo que es la inversión total y lo que es los costos por abandono y otros egresos equivale a un 3% y a un casi 0.5% de lo que es el costo total de los 167 millones con los que se hizo la evaluación en esta Comisión. La que sigue por favor.

La que son las premisas que se utilizaron para la evaluación económica aquí en esta Comisión. Se tocó una producción de aceite de 7.40 millones de barriles acumulados, una producción de gas de 25.64 miles de millones de pies cúbicos de gas. El promedio del aceite es de 61.21 dólares por barril el precio, el precio del gas de 3.87 dólares por millar de pie cúbico. La tasa de descuento que se utilizó es del 10% y el tipo de cambio del 20.5. Los resultados que se obtuvieron fue de 228, un VPN de 228.27 antes de impuestos, millones de dólares. Un VPN/VPI de 3.13 dólares sobre dólar y una relación beneficio/costo de 2.95. Después de aplicar el pago por derechos, tenemos un VPN de 36.81, un VPN/VPI de 0.5 y una relación beneficio/costo de 1.12. Y después de quitar lo que es el ISR o el impuesto y los derechos, tenemos un VPN de 22.48, un VPN/VPI de 0.31 dólar/dólar y una relación beneficio/costo de 1.07. La que sigue por favor.

Dentro de las recomendaciones que se plantean al operador petrolero es en la parte del modelo estático y el modelo dinámico continuar con la información geológica que se obtenga y geofísica del desarrollo y la perforación de estos pozos. Hay que actualizar el modelo estático y construir el modelo dinámico. Ellos manifiestan que no tienen modelo dinámico, que nada más tienen un modelo de balance de materia, pero sin embargo con eso les ajusta muy bien a las producciones y las acumuladas y el chiste es que evalúen diferentes alternativas de desarrollo adicionales.

Evaluar también el potencial productor adicional de la formación Plioceno para evaluar la posibilidad de incorporar reservas y producción en etapas futuras. De los 20 pozos que tienen productores, la mayoría de estos pozos están en las arenas del Mioceno. En el Plioceno son unos cuantos pozos los que están ahí produciendo, creemos que hay oportunidad ahí. En lo que es la optimización de la producción, hay que continuar con la toma de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información y el monitoreo de las condiciones operativas de los pozos para optimizar la producción. De los 20 pozos que ellos tienen operando, 18 pozos operan con el sistema artificial de bombeo neumático. Entonces es muy importante mantener la optimización del gas para minimizar ahí los costos por compra de gas de BN. También hay que visualizar la factibilidad técnica-económica de implementar algún método de recuperación secundaria o mejorada y diversificar algún sistema artificial.

Esto va enfatizado principalmente como les comenté que operan con bombeo neumático. Va a llegar un momento donde la compra de gas de BN pueda ser más caro que lo que están aportando los pozos. Entonces hay sistemas artificiales que se aplican muy bien para campos marginales y pueden minimizar sus costos. Se sugiere también que el operador solicite el ampliar la vigencia de la Asignación dado que tiene actividad posterior a ella. Y en la parte del abandono, establecer una estrategia de taponamientos y optimización de desmantelamiento de infraestructura fuera de la Asignación. Esto es más que nada porque como... Dentro de la Asignación, perdón. Esto es más que nada porque tienen muchas peras, entonces hay que ir desmantelando los pozos completamente de las peras para que no tengan que estar pagando mantenimientos a las líneas, a los ductos que van a conducir de la pera hacia las baterías. La que sigue.

Bueno, este análisis se hizo en cumplimiento de la normatividad aplicable. Lo que es el cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, cumplimiento de los Lineamientos de Planes, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. La que sigue por favor.

Como resultado de este dictamen y derivado del análisis presentado, se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o requiera una modificación a dicho plan. La que sigue por favor, la que sigue. Es todo lo que traemos por ahí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muchas gracias maestro Ortega. ¿Algún comentario? Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estoy un poco confundido en el plazo que están haciendo los cálculos. ¿Se está viendo hasta llegar a la vigencia de la Asignación o hasta el límite económico? Si vemos por ejemplo los cálculos CNH están hechos hasta la vigencia de la Asignación, sencillamente por el número 740 te dice que están hablando de eso. Entonces sin embargo en el anterior, en la página 16 cuando se calcula el Programa de Inversiones, Gastos Operativos y otros Egresos, están poniendo el desmantelamiento de las instalaciones. ¿Entonces esto sucede durante el plazo de la duración de la Asignación o están tomando en cuenta hasta el fin del límite económico?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Sí, buenas tardes Comisionado. Al respecto le puedo comentar que en el Programa de Inversiones se incluye por completo el costo total de abandono, a diferencia de la evaluación económica. En la evaluación económica, el abandono se realiza en los años 2048. Ese monto se trae a precios de 2034. O sea, lo descontamos a 2034, es por eso que el monto es menor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, OK. Entonces está tomando en cuenta hasta el 2034, pero estás tomando en cuenta los gastos de abandono.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- Exactamente. En los dos se está tomando en cuenta, nada más que en uno es el gasto completo y en la evaluación económica se considera descontado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Secretaria, nos podría hacer 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.

ACUERDO CNH.E.65.003/19

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, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra 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 Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, relativos al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentados por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Samuel Isaí Velázquez Paredes, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

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

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Gracias, buenas tardes Comisionada, Comisionados. En esta tarde traemos a su consideración el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 del Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018. Siguiendo por favor. Ah, está bien.

Bueno este Contrato es derivado de una migración con socio. Fue firmado entre CNH, PEP y Servicios Múltiples de Burgos. Tiene una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva. Esta fecha efectiva se llevó a cabo el 2 de marzo de 2018. Esto quiere decir que este Contrato estaría concluyendo el 2 de marzo de 2043. El esquema fiscal que presentan es producción compartida y actualmente está operando bajo el amparo de un Plan de Desarrollo, el cual fue aprobado por la Comisión el 24 de enero de este año. En esa misma fecha se aprobó el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto y derivado de lo anterior el contratista está presentando su Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 conforme a las cláusulas 10.1 y 12.3 del Contrato. Siguiendo por favor.

Respecto a la relación cronológica, el contratista ingresó el Programa de Trabajo y Presupuesto el 30 de septiembre de 2019. El 7 de octubre la Comisión le hace la prevención de la información y el 16 de octubre el contratista atiende las prevenciones, a lo que nos lleva al día de hoy a la presentación de Órgano de Gobierno. Siguiendo por favor.

Respecto a las generalidades del Contrato, bueno, el área contractual es la de Misión. Tiene una superficie de 1,692.8 km² y dentro de la totalidad de la superficie también está el área de extracción que es de 446.78 km². Los estados en los que se encuentra es Tamaulipas y Nuevo León y el porcentaje de participación que tienen en el Contrato en este caso el operador que es Servicios Múltiples de Burgos es del 49% y de Pemex Exploración y Producción es de 51%. La profundidad para exploración y extracción es en todas las formaciones a excepción de aquellas en los plays



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no convencionales. La totalidad de los campos del área contractual es de 19 y las colindancias son siete en total. Siguiendo por favor.

Respecto al objetivo y resumen de actividades tenemos que para 2020 se tiene un presupuesto de 82.1 millones de dólares y se plantea recuperar un total de 44.9 miles de millones de pies cúbicos de gas y 224.7 miles de barriles de condensado. Respecto a las actividades que se tienen dentro del Programa de Trabajo y Presupuesto para el 2020, se tiene que se llevarán a cabo 16 perforaciones, 9 reparaciones mayores, 20 taponamientos y se va a continuar con la actualización de las mejoras de las estaciones de Arcabuz, Cali, Forcado. Se iniciará la mejora a la estación Santa Anita y habrá mejoras en obras civiles, mejoras en sistemas, adecuaciones y redireccionamiento de líneas y la parte del SASISOPA. Ahora bien, dentro de las perforaciones que presentan en el programa, se tiene que de las 16 que presentan 12 se aprobaron en el Plan de Desarrollo para el año 2020. Estas cuatro adicionales son las que se tenían aprobadas para 2019, las cuales no realizarán porque ellos aumentan que hay una demora por parte de las autoridades para los servicios ambientales. Siguiendo por favor.

El pronóstico de producción se tiene que el volumen de gas a recuperar de enero a diciembre de 2020 es de 44.9 miles de millones de pies cúbicos y para la parte del condensado se tiene que es de 616, no, perdón, de 224.7 miles de barriles. Esto da un promedio anual de 123 millones de pies cúbicos diarios y de 616 barriles diarios. Siguiendo por favor.

Respecto al Programa de Inversiones de 2020, se contemplan tres actividades que son las de desarrollo, producción y abandono. Dentro de la actividad de desarrollo se tienen las subactividades de construcción de instalaciones, intervenciones de pozos, perforaciones de pozos, seguridad, salud y medio ambiente. Respecto de las subactividades de producción, se tienen lo que son los ductos, general, intervención de pozos, operación de instalaciones de producción y pruebas de producción, seguridad, salud y medio ambiente. De la parte del abandono solamente se tiene el desmantelamiento de instalaciones. Esto da un total de 82.1 millones de dólares. De este total, se tiene que para la parte del desarrollo es el 61% lo que se tiene presupuestado y para la parte de producción del 32%. Para la parte de desmantelamiento se tiene que será del 7%. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las conclusiones. El contratista cumple con los requisitos establecidos en las cláusulas 12.1 y 12.3. El presupuesto es congruente con el Plan de Desarrollo aprobado. Los costos presentados son razonables, es consistente con los requisitos del Contrato y se enmarca en las mejores prácticas de la industria. Siguiendo por favor.

Respecto a los requisitos establecidos en el Programa de Trabajo y el Contrato, cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 10.1. Acelera el desarrollo del conocimiento, plantean recuperar un volumen máximo de hidrocarburos de 44.9 miles de millones de pies cúbicos de gas y de 224.7 miles de barriles de condensado. El uso de la tecnología que se propone es para la parte de la perforación, terminación e infraestructura se considera adecuada y cumple con los elementos del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos respecto al punto de medición. Siguiendo por favor.

El cumplimiento a la normatividad aplicable. Se cumple con el Contrato, se cumple con la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se cumple con los Lineamientos de Planes y se cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. Respecto a las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas pues no le aplican dado que produce un gas natural no asociado. Siguiendo por favor.

Derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable el Programa de Trabajo y Presupuesto del ejercicio 2020 asociado al Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que se concluya su vigencia o se apruebe una modificación. Es todo de nuestra parte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Velázquez. ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018 respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción.

ACUERDO CNH.E.65.004/19

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 15.2 del Contrato CNH-M3-Misión/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V. para el contrato CNH-M3-Misión/2018 respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción.

ACUERDO CNH.E.65.005/19

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1 y 12.3 del Contrato CNH-M3-Misión/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0133-Cuichapa y AE-0155-Chalabil.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, buenas tardes.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Pues traemos ante ustedes esta presentación en donde reflejamos el análisis de los dictámenes a un par de Planes de Exploración que Petróleos Mexicanos ingresó a la Comisión derivado de la obligación que tienen por las Asignaciones que le fueron otorgadas recientemente. Entonces si vemos en la siguiente es el fundamento legal que asiste a este procedimiento.

Es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio reglamento de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Comisión que nos permite traer ante ustedes este asunto y los lineamientos que regulan el procedimiento que son los lineamientos que nosotros llamamos los nuevos lineamientos que son los que salieron publicados este año en diferentes artículos y en el anexo que hace referencia a los Planes de Exploración. Asimismo, en el término y condición quinto de la propia Asignación y sus anexos. Si vemos, y les decía, vamos a ver un par de temas. La Asignación que está en aguas someras que es la AE-0155, que ya hemos visto algunos de estos planes que están aquí en la parte somera del golfo de México y otra Asignación que es la AE-0133 que está aquí en la parte terrestre. Entonces vamos a ir viendo cada uno de estos en ese orden. Entonces si seguimos.

Vamos a ver para la Asignación AE-0155 está en la parte de aguas someras en la plataforma continental del golfo de México. Justamente se encuentra frente a la costa del estado de Tabasco en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste. Ya es una zona en donde ha habido exploración. Si recordamos, estas son las Asignaciones que Pemex recibió en agosto 28, pero ya tienen una historia exploratoria detrás de ellas. Entonces es lo que vemos aquí en los antecedentes exploratorios. Ya hubo adquisición y procesamiento de información sísmica de un estudio multicliente que es el Campeche WAZ. También hubo procesamiento de información de otros cubos sísmicos que existen en el área que están ahí listados, lo vemos aquí. Además, en esta Asignación de Exploración que es el polígono rojo que vemos en esta zona, hay otras Asignaciones de Extracción que están que el área, que es por la actividad que ya les decía que se ha dado a lo largo de los años. Entonces tenemos estas tres Asignaciones de Extracción y además tenemos este otro polígono que se ve aquí con un color como rosita que es un área que está en evaluación actualmente. Entonces vamos a ver, adelante, cuáles son adicionalmente los antecedentes.

Vemos que hay algunos cubos sísmicos. Como les decía, hay varios de estos. También se han perforado ya algunos estudios exploratorios: el Jetsil en 2017, Kinbe en 2018 y Baalkah que se encuentra en perforación que los vemos aquí justamente reflejados en el mapa. Como ya les decía, hay múltiples estudios sísmicos que se han hecho en el área. Cada uno de estos colores representa uno de ellos, entonces hay información suficiente digamos en esta zona.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora bien, respecto a cómo se encuentra esta área en la cadena de valor de la exploración. Pues como vemos, ya pasó por una primera etapa y entonces nos encontramos en la parte que podemos llegar a la incorporación de reservas. El objetivo del plan entonces es seguir evaluando el potencial del área, sobre todo a nivel del Mioceno y visualizar y generar nuevos prospectos exploratorios. Vamos a ver que parte de estas actividades están enfocadas justamente a visualizar prospectos adicionales en el Mesozoico, sobre todo. Entonces habrá adquisición y procesamiento de información geofísica, también estudios exploratorios y perforación de prospectos exploratorios. Respecto al anexo o al compromiso que se tiene, el anexo 2 del Título de Asignación si ustedes recuerdan está referido al Compromiso Mínimo de Trabajo que tiene el asignatario y consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio dentro de este periodo inicial de exploración.

Ahora, esta Asignación entonces nos presentan como es costumbre del asignatario presentar casi siempre un escenario base y un escenario incremental, donde el escenario incremental son actividades adicionales que pueden llevar a cabo o no. Entonces en la siguiente lámina vamos a ver cuáles son las actividades de este escenario base. Va a haber adquisición y procesamiento de información geofísica, ya les había dicho. Hay adquisición de información de este estudio Esah-Cheek 3D por 382 km², que es lo que decía hace un momento. Esta adquisición será con objetivo de visualizar algunos elementos en el Mesozoico. Va a haber procesamiento de información ya existente; acondicionamiento de *gathers* de otro volumen que ya existe, un estudio electromagnético y estudios exploratorios tanto de sistemas petroleros como de identificación, evaluación y selección de prospectos, el VCD del pozo y las pruebas de prospecto asociado al mismo. Entonces vemos en el mapa justamente la adquisición de Esah-Cheek es justamente la que viene en esta parte del norte del bloque cubriendo esta parte y los otros estudios el de Hok, el del electromagnético está aquí en el Sur, el proceso de Bolol Norte está aquí en la parte noroeste y el acondicionamiento de *gathers* está en la parte sur. Entonces está cubriendo pues una muy buena parte de la superficie de la Asignación.

Ahora, como parte de esas actividades del escenario base está la propuesta. En la siguiente lámina van a ver la perforación del prospecto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

exploratorio Zaziltun-1. Ese prospecto exploratorio está aquí en la parte sur del bloque y lo que representa es una trampa de tipo combinada, justamente en el play del Mioceno que era lo que comentaba al principio. Una profundidad total de 3,350 metros es lo que se estima con un tirante de agua muy somero de 21 metros y se espera que se encuentre aceite ligero. Las metas volumétricas son de alrededor de 45 millones de recursos prospectivos a la media sin riesgo. En la que sigue vamos a ver unos elementos que son derivados de este prospecto.

Entonces, como veíamos, se trata de una trampa combinada. Es una trampa que tiene su componente estratigráfica, pero que también tiene unos rasgos estructurales y van a probar la existencia de hidrocarburos en el Mioceno Medio, que es el play prospectivo dentro de esta zona. Les decía son 3,350 metros en una trayectoria que no es vertical, sino es direccional. El tirante de agua de 21 metros. Más adelante en el Orden del Día está la propuesta para la autorización de este pozo, entonces ahí se verán más detalles.

Ahora bien, si avanzamos vemos entonces las actividades del escenario incremental. El escenario incremental considera otros estudios adicionales que están relacionados con el otro prospecto que es el Holboton. Holboton-1 es el prospecto que está en el escenario incremental y estos estudios derivan justamente de esa propuesta de perforación. Se trata también de una trampa de tipo combinada también para el Mioceno. El tirante de agua es prácticamente similar y también se espera aceite ligero. Si ustedes ven aquí la posición de ese prospecto Holboton está muy cerca del otro Zaziltun, entonces por eso es que las condiciones son muy similares. En la que sigue vemos entonces cómo están calendarizadas estas actividades.

Vemos que están los estudios exploratorios que vienen justamente derivados de la actividad que ya se venía desarrollando y empiezan a desarrollarse ahora con esta nueva Asignación. Después viene los VCD de los pozos. A su vez, todo lo que tiene que ver con la adquisición y procesamiento de información geofísica, el estudio electromagnético que les decía, el acondicionamiento del volumen que referíamos, el procesamiento de los estudios del Campeche WAZ y la adquisición sísmica que les refería hace un momento que justamente tiene un objetivo distinto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a los plays que se están probando ahora. Y la perforación de los pozos, ¿no? Iniciando con el pozo Zaziltun y en el escenario incremental el pozo Holboton. Como vemos, hacia el final del periodo pues entonces estarán haciendo los estudios que derivan de la identificación y selección de prospectos y estudios de sistemas petroleros, pero enfocados al Mesozoico, ya no al Terciario que es lo que está en esta primera parte del calendario. Ahora bien, si me lo permiten, aquí le cedería la palabra al maestro Jorge Pérez para que nos dé algunos detalles del Programa de Inversiones que están asociados con esta Asignación.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Muchas gracias Rodrigo. ¿Qué tal Comisionados? Buenas tardes. Comentarles algunas situaciones sobre el escenario base y el escenario incremental de inversiones que nos está presentando el asignatario. Como ustedes pueden ver en pantalla, el escenario base consta de 76.84 millones de dólares, de los cuales están cargados principalmente a la parte de geofísica. Posteriormente, viene un 44% que corresponde a la perforación del pozo Zaziltun y después se distribuye en los gastos operativos que corresponde a general, geología y salud y medio ambiente. Comentar que en el escenario incremental tenemos un total de 107.7 millones de dólares, de los cuales principalmente se enfocan a la perforación de los dos pozos: Zaziltun y Holboton. Posteriormente, a la parte de información y adquisición geofísica, posteriormente a la parte general con un 7% y después geología y salud y medio ambiente.

Lo que quisiéramos comentar al respecto de estas inversiones es que, como ustedes ven, el componente de geofísica representa 36.52 millones de dólares. Esto debido a que se está haciendo la adquisición digamos de nueva información geofísica que corresponde al estudio denominado Esah-Cheek 3D. Este estudio comprende digamos toda la parte del proyecto Chalabil. Este estudio está siendo cotizado en 290 millones de dólares completo y cubre un área de 3,200 km², lo que nos da aproximadamente un total de 90,000 dólares por km². Entonces lo que vamos a estar viendo en las próximas Asignaciones que vengan correspondientes al proyecto Chalabil serán digamos montos de la misma proporción dado que el asignatario lo que está haciendo es asignar tal cual los 290 millones de dólares con regla de tres hacia el kilometraje de las Asignaciones. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estaremos viendo estos montos en la parte de geofísica correspondientes a este estudio Esah-Cheek 3D.

Comentar de manera adicional que en la revisión que la Dirección de Evaluación Económica hace sobre los rangos de referencia de las distintas actividades, lo que estamos notando en este caso en particular y como se va a ver más adelante tanto el día de hoy como en las próximas aprobaciones que hagamos de las Asignaciones, estamos notando sobrecostos en la perforación de pozos. En particular en esta, estamos notando un sobrecosto de 6 millones de dólares respecto de referencias internacionales correspondientes al pozo que se ve en el escenario base – si pudiéramos regresar a la anterior por favor–, correspondientes a la perforación del pozo Zaziltun que es el que viene en el escenario base. Nosotros en la referencia internacional vemos un aproximado de 28 millones de dólares ya en el rango alto, es decir, ya considerando un sobrecosto inclusive sobre la referencia internacional y ellos están cotizando en 34 millones de dólares. Con respecto al pozo Holboton, vemos que está en rango.

Entonces en ese sentido, como ustedes lo irán viendo a lo largo de las aprobaciones de estas Asignaciones, lo que estamos observando es que estos sobrecostos están principalmente cargados, o sea, esto es de aguas someras, pero estos sobrecostos están principalmente cargados hacia los proyectos que se encuentran en terrestres, tanto los proyectos de Llave como los proyectos correspondientes a Comalcalco y Cuichapa. Ahí es donde estamos viendo principalmente los sobrecostos en perforación. Nosotros, y en conjunto con el área técnica, hemos tenido acercamientos con el asignatario, tuvimos más de tres acercamientos y nos enviaron diversas justificaciones y razones por las cuales se están enfrentando a estos sobrecostos. A parte de las justificaciones técnicas que, si bien pueden ser válidas, digamos no justificarían unos montos tan elevados. Lo que observamos es que existe un problema con los Contratos existentes al interior de Petróleos Mexicanos. Lo que nos manifiesta el asignatario es que tienen, se vencieron unos Contratos que se llamaban, denominaban “discretos” y, dado que no tienen disponibilidad de equipos de perforación para hacer los pozos exploratorios, equipos de perforación en propiedad de Petróleos Mexicanos, están teniendo que recurrir a Contratos digamos cuyo objeto no es precisamente la ejecución de pozos exploratorios, sino



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos de desarrollo. Adicionalmente, estos Contratos fueron celebrados digamos por el tiempo de 2013 a 2014, es lo que nos comenta el asignatario, donde los precios de los hidrocarburos estaban pues en los cientos de dólares por barril.

Entonces en ese sentido, digo, nosotros lo que vemos que nos comenta el asignatario son dos cosas. Uno, estos Contratos tenían unas cotizaciones elevadas. Por otra parte, las perforaciones que están planeando aquí o lo equipos que van a utilizar no son objeto de perforaciones exploratorias. Y digamos, dentro de los procesos que vemos nosotros en la contratación de Pemex, tampoco es tan fácil que ellos con esta premura de ya ejecutar las perforaciones exploratorias puedan hacer un proceso de contratación de manera inmediata. Entonces ahora sí la siguiente por favor.

Si bien lo que les acabo de comentar no es un motivo que nosotros podamos digamos utilizar para opinar desfavorablemente sobre el plan presentado por el asignatario, lo que estamos proponiendo como Dirección y como Comisión es hacer una recomendación en los dictámenes y la recomendación iría en dos sentidos. El primero es sí recomendar a Petróleos Mexicanos hacer una revisión de los procesos integrales de procura que tienen. Digo, nosotros conocemos bien que, digamos, las inoperatividades y las inflexibilidades de los procesos de procura de Petróleos Mexicanos, dado que tiene que pasar por Comisiones, Consejos, etc. Digamos que existe una gran inflexibilidad en los procesos de procura. No obstante, consideramos que dado que va a haber un tren de perforación importante en Asignaciones de Exploración, se podría llegar a cabo una revisión de estos procesos y, digamos, se pueden implementar mecanismos para hacer muchísimo más flexibles los procedimientos, considerando que tenemos una parte importante de perforación que se viene. ¿No?

Y la otra recomendación que estaríamos haciendo es que dentro de los mismos procesos que tiene Petróleos Mexicanos o dentro de los mismos Contratos se buscaran eficiencias. Es decir, quizá digamos tener equipo disponible. Si se tiene el equipo disponible para ese momento, pues que se pueda ejecutar una perforación con el equipo de Petróleos Mexicanos o en caso de que se tengan algunos otros Contratos que se pudieran utilizar ya registrados en el sistema o ya cargados, pues digamos utilizar esos mismos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Contratos con la posibilidad de buscar eficiencias en cuanto a los costos de perforación. ¿No? Y esa sería la propuesta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdóname, yo no entendí tu comentario. ¿Los Contratos habían sido firmados en el 2013 y ha estado activo desde entonces?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Lo que nos comenta el asignatario es que tenían Contratos que ellos denominan "discretos". Contratos discretos que quiere decir que, digamos, dentro de las diferentes etapas de la perforación había un proveedor distinto, que estos Contratos resultaban menos onerosos que los Contratos que se quedaron vigentes al día de hoy. Que se cotizaron digamos en una época en las que estaban los precios más altos y adicionalmente que estos Contratos que son los vigentes no tienen como objeto la perforación de pozos exploratorios, sino de pozos de desarrollo. Entonces dado que existe esta necesidad de cambiar el objeto, pues eso incrementa el costo propiamente de los trabajos que requieren hacer.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero entonces no es la primera vez que sucede. Esto ya pasó hace seis meses, hace un año. O sea, es un proceso más nuevo.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí, digamos, estos Contratos están vigentes desde 2014.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, pero se estaban usando.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Se han estado usando, es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver. En este proyecto lo que se detectó es que está fuera de rango. Como se observa normalmente, lo que se trata de hacer es que cada una de las actividades se ve si está dentro o fuera de rango de las prácticas que se están teniendo en cuanto a la inversión y en este caso se vio que estaba yo diría muy fuera de rango la inversión que se va a hacer para la perforación en este caso del pozo Zaziltun.

Y como no tenemos en nuestros lineamientos, solamente hacemos una referencia en cuanto a la inversión. En realidad, no se tiene que evaluar dentro de los lineamientos, o sea, dentro de los planes no se hace una evaluación económica, simplemente siempre se dice está dentro de rango. En este caso al estar fuera de rango se le pidió una explicación al asignatario y la justificación es de que había habido cambio de Contratos. O sea, vamos a dejarlo ahí. Y entonces pues con la recomendación tendremos que decir que revisen sus Contratos. Ahí yo me quedaría para no meternos en más detalles. ¿No? Sí, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver, yo quisiera preguntar qué sentido tiene o tendría hacer este análisis de rangos sí, dado el supuesto de que estuvieran muy por arriba –yo creo que 6 millones de dólares es considerablemente por arriba de la máxima de nuestra referencia– si la consecuencia de eso será recomendar que tengan una profunda revisión de sus procesos de procura y un análisis consciente de la programación de equipos. Digamos, estas son dos Asignaciones que además les fueron dadas recientemente, las que venían con cinco años de actividad. O sea, digamos no es algo yo creo que sea un problema de ahora. Pero más allá de eso, la pregunta que yo hago es pues si es así, ¿qué objeto tendría hacer esta revisión de parámetros?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si me permite, más allá de eso, un tema posterior en el Orden del Día es la aprobación del pozo Zaziltun. En ese pozo, una vez más ahí vamos a autorizar la perforación con el diseño y ahí nos ponen en vista el presupuesto que van a ocupar para la perforación de ese pozo. Entonces y uno de los puntos, o sea, que quisimos dar pues cuando menos también como observancia a este Órgano de Gobierno porque es ponencia mía los dos, tanto el pozo como el plan, es que cuando veamos el pozo la plataforma que se está utilizando quizá trae



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también un exceso de capacidad para su perforación. Entonces ahí creo que va a haber una cierta liga en cuanto al exceso que se está proponiendo desde el plan y al exceso que se está proponiendo en cuanto al equipo. ¿No?

Entonces yo creo que sí tiene una cierta lógica que desde aquí en esta ocasión que el mismo día vamos a proponer. Y ya lo vimos la vez pasada, hubo un plan en donde vimos una cierta cantidad y después en el pozo nos lo proponían al doble o algo así en lo que habíamos visto del plan y ahora se vio que tenía que ser congruente y al verlo que era congruente pues efectivamente vemos que esa congruencia nos saca de los rangos. ¿No? Y quizá si aquí se deja dentro del rango, después a la autorización pues se saldría de rango, que es lo que pasó la vez pasada. Entonces aquí simplemente es dejar patente de que están saliéndose de rango, porque no nos dan más nuestros lineamientos Comisionado. Y bueno, no sé maestro Pérez.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Complementar que el análisis que estamos haciendo es caso por caso digamos, dado que las aprobaciones se hacen en el sentido. No obstante, digamos, lo que notamos es que en tierra están por arriba, pero en aguas someras están por debajo de las referencias. Es decir, y en ese sentido lo que estamos observando es que todo el proyecto, todos los proyectos que nos están presentando entran dentro del rango de referencia. No obstante, terrestre está por arriba y someras está por abajo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno se habla del sobreprecio en el Zaziltun. Se dice que lo que se tienen como una referencia internacional son 28 millones. Yo ya revisé el pozo y vale 31.33 millones. Eso es 10% arriba más o menos. Digo, porque creo que es importante hacer el comentario para que no quede una impresión de que es mucho más arriba de la parte internacional. Yo creo que están muy bien las recomendaciones y creo que siempre hacemos una recomendación, a lo mejor no lo hemos hecho últimamente, pero el usar los equipos de Pemex eso es benéfico para el país y eso es parte de lo que está poniendo en la segunda, en el segundo párrafo o ahí en el último párrafo de la lámina.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la medida que se utilicen los equipos de perforación de Petróleos Mexicanos, eso va a bajar los costos o a lo mejor no los baja mucho, pero son al interior de Petróleos Mexicanos y además lo más importante es que quedan dentro de México todos los gastos. Entonces eso es super importante. Yo creo que sí hay que dejar las recomendaciones.

Aunque bueno, se explicó que pues finalmente los Lineamientos de Planes no nos permiten ir más allá de todo eso. Pero bueno, yo creo que sí hay que poner al operador, en este caso al asignatario, a Petróleos Mexicanos, en la visión de que estamos observando este tipo de cuestiones para que ellos busquen hacerlo de la mejor forma como puedan respetando obviamente los Contratos y respetando también pues todas las cuestiones de seguridad industrial y protección al medio ambiente, que esas no las pueden de ninguna forma hacer a un lado para bajar costos. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, perdón.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdón, solo para aclarar. Cuando dicen que los Lineamientos de Planes no nos permiten ir más allá de esto, ¿estamos diciendo que no podríamos rechazar un plan porque está por arriba de los costos internacionales que usamos como referencia para el análisis?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En el caso de las Asignaciones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y las licencias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que sucede Comisionado es que los Lineamientos de Planes marcan que se aprueba el presupuesto para los planes que son con recuperación de costos y para el caso, perdón, de los Contratos que son sin recuperación de costos y las Asignaciones no se aprueban. Entonces si nosotros observamos que algo de ahí se sale de rango, no tenemos algo como para rechazar el plan.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Porque no aprobamos el presupuesto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Porque no aprobamos el presupuesto entonces.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero yo creo que es una buena recomendación. Por eso nos quedamos en recomendación.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pero incluso pues eso nos lleva al carácter legal. No es por una omisión de nuestros lineamientos, sino a partir de base legal.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sí, correcto, pero sí hay que hacer una recomendación.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Por supuesto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y, por ejemplo, en el caso anterior de Misión se trata de un Contrato de Producción Compartida y ahí los lineamientos dicen que tenían que entregar y lo hicieron el 30 de septiembre antes de los primeros días de octubre y nosotros tenemos que validarlo. ¿Sí? Ahí sí teníamos que validarlo. Pero si fuera sin recuperación de costos, simplemente es para nuestro conocimiento. Así están definidos los lineamientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Seguimos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Entonces vamos a seguir con lo que corresponde a la Asignación que está ahora en tierra. Esta Asignación que está ahora en tierra es la AE-0133, es una Asignación que se encuentra ubicada en el sureste de la República Mexicana justamente en la colindancia entre el estado de Tabasco y Veracruz, ahora lo vamos a ver. Y también se encuentra en la parte geológicamente hablando en las Cuencas del Sureste, pero en la porción terrestre. Esta también es una de las Asignaciones Comisionados que el 28 de agosto fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos.

La superficie del bloque ronda los 1,050 km² y como veíamos o como les decía nos encontramos en la parte, la colindancia, este río que está aquí es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

justamente el que marca la frontera entre Tabasco y Veracruz. Entonces esta es la zona justamente que les hacía referencia. Está en una parte plana, bueno, llana digamos en la parte norte del bloque, más o menos con elevaciones muy someras del orden de 20 metros. Y conforme se va yendo hacia el Sur, se encuentra ya algunas elevaciones hasta superar los 300 metros de topografía. Ahora, también es un área en donde ya existen algunos trabajos previos exploratorios. ¿Entonces qué se hizo entre 2014 y 2019? Se realizó procesamiento de información sísmica, se hicieron estudios regionales, cerca de nueve estudios. Se hicieron estudios asociados con pozos y también hay pozos en perforación, el pozo Vinik que está aquí al sur del bloque y el pozo Yaxjut que está aquí en la parte noroeste del mismo bloque. Como ven, también existen algunos cubos sísmicos que cubren parte del área, no lo cubren en su totalidad, pero esa fue la información o los trabajos que se llevaron a cabo entre 2014 y 2019 en este bloque, en esta Asignación.

De la misma manera que en el caso anterior, tenemos que dentro de la cadena de valor también nos encontramos en la fase en donde ya se puede llegar a la parte de incorporación de reservas. Aquí el objetivo del plan es evaluar los plays Mesozoicos, la visualización y generación por supuesto de algunos prospectos exploratorios y la incorporación de los recursos justamente con la perforación de algún prospecto en esos plays. Entonces de nuevo el Compromiso Mínimo de Trabajo es el mismo, es perforar un pozo en el escenario, perdón, en el periodo inicial de exploración y entonces las actividades exploratorias principales están divididas en dos escenarios: el base y el incremental. Se va a hacer procesado sísmico, se van a hacer estudios exploratorios y se van a hacer perforación de pozos, en donde en el escenario base sería uno y para el incremental serían dos. Ahorita vamos a detallar un poco más estas actividades.

Entonces si las vemos en el cronograma, vemos que empezamos con los estudios, perdón, con las actividades de procesado sísmico, con algunas migraciones que se dan en este bloque o con esta unión de estos cubos sísmicos. Después en el escenario incremental hay otro subvolumen que se da también para migración y después están los estudios exploratorios. A la vez que se van dando estas actividades, se llega a los VCD de los pozos. El primero de ellos será el de Andarani y después de eso viene entonces la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación. También en el Orden del Día ustedes tienen la propuesta para autorización de este pozo, entonces verán más detalles adelante.

Los dos pozos que están en el escenario incremental son los pozos Krem y Chapay y finalmente vemos que hay estudios de identificación y selección de prospectos durante el resto del tiempo que dura el primer periodo de exploración de esta Asignación. Para el escenario base les decíamos hay un prospecto que es este prospecto Andarani que está aquí en la parte centro norte del bloque. En el escenario incremental está este prospecto Chapay y Krem que está más al Sur. Estos prospectos tienen objetivos Mesozoicos. El pozo Andarani o la propuesta del pozo Andarani tiene un objetivo dentro del Jurásico Superior Kimmeridgiano, en tanto que los otros dos prospectos tienen objetivos en el Cretácico. Los tres prospectos rondan los 60-70 millones de barriles de crudo equivalente en un escenario sin riesgo. Si avanzamos, vamos a ver entonces algunos detalles de este prospecto Andarani.

Andarani es un pozo que también se perforará de manera direccional y que está en una zona en donde ya ha habido otros pozos pero que no han llegado justamente a esa profundidad. Aquí está la propuesta del pozo Andarani. Va justamente a buscar esta secuencia del Jurásico Superior. Los pozos cercanos han llegado a unas zonas más someras, entonces son zonas que no se han probado. La profundidad del objetivo ronda los 3,100 metros. Es una trampa estructural. Como vemos, esta secuencia se acuña contra la sal, entonces tenemos ahí esa componente estructural. La profundidad total programada son 4,348 metros y la elevación del terreno son 35 metros. También se espera encontrar aceite ligero en esta zona. Ahora, respecto del Programa de Inversiones también me permitiría darle la palabra al maestro Jorge Pérez para que nos dé los detalles de esta zona.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- ¿Qué tal Comisionados? Nuevamente comentarles que en el escenario base estamos viendo una proyección de inversiones y costos por un total de 27.17 millones de dólares, principalmente enfocados el 88% a la perforación de pozos, mientras que el resto será a los estudios geofísicos, los estudios geológicos y la parte operativa en general con un 3%. En el escenario incremental, donde estamos previendo la perforación de dos pozos adicionales, se tiene un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

total cargado hacia la perforación de pozos con 71.66 millones de dólares y el resto corresponde a los estudios geofísicos, la parte geológica y los gastos operativos que corresponden al rubro de general. Nuevamente aquí hacerles el comentario de que haciendo una revisión de los costos sobre los pozos, aquí lo vemos es que en el primer caso que es el pozo Andarani que se realiza en el caso base, Pemex trae un estimado de costos de 23.9 millones de dólares. De conformidad con las referencias que nosotros vimos a nivel internacional, en el rango alto la perforación de un pozo similar con las terminaciones y con la profundidad correspondiente estaría del orden de 13 millones de dólares. Por lo tanto, para Andarani estamos viendo un sobre costo de 11 millones de dólares.

En el caso del resto de los pozos, tanto el Krem como el Chapay, digamos dentro de los umbrales altos en conjunto estarían en 23 millones de dólares. No obstante, lo que nos presenta el asignatario digamos son casi 48 millones de dólares. Por lo tanto, si ya lo sumamos en conjunto estaríamos pasando de una referencia internacional que en el umbral alto está como en 36 millones de dólares, no obstante, la cotización o la estimación de costos que nos presenta el asignatario ya para el escenario incremental con los tres pozos es de 72 millones de dólares. Por lo tanto, equivaldría casi al doble la cotización respecto al umbral alto de la referencia internacional.

En este sentido, repetimos el mismo comentario. Si bien no podemos digamos hacer una opinión en sentido negativo considerando estas cotizaciones que nos presenta porque al final son estimaciones, si nos pasamos a la siguiente por favor. De nuevo dentro del dictamen haríamos la misma recomendación para el asignatario que consiste nuevamente en hacer una revisión de los procesos de procura y buscar eficiencias al interior de Petróleos Mexicanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Como ustedes saben, perdón.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, pero yo creo que tenemos que ir más allá de sencillamente hacer una recomendación. O sea, si estamos hablando de sobre costos del 100%, pues yo creo que sí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

deberíamos pues no sé, hacer una llamada o lo que sea. Seguramente no se han dado cuenta, puede ser un error en el cálculo o en la profundidad o algo así, porque un error de ese tipo no es tan sencillo. Entonces no sé si deberíamos hablar con el asignatario en este caso y mandar, “nos preocupa esto, yo sé que a mí no me toca aprobarlo o no, te toca a ti, pero estamos viendo esto”.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, se tuvo pláticas con ellos y bueno, ellos hay algún tipo de justificación más explícita y hasta ahí nosotros quedamos. Y hoy mismo traemos el pozo Andarani para su aprobación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno. Como ustedes saben, a la par de la presentación de estos Planes de Exploración, se hace la presentación de los programas asociados con los mismos. Uno de ellos es el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional. Recibimos ayer la opinión favorable por parte de la Secretaría de Economía respecto de los dos planes para ese Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional de los Planes de Exploración asociados con estas dos Asignaciones. También hemos mandado el oficio correspondiente a la ASEA para que nos digan cuál es el estado que guarda el Sistema de Administración de Riesgos de estas Asignaciones. Finalmente, entonces en la que sigue vemos las conclusiones de ambos planes.

Vemos que en ambos sí se materializa la ejecución de estas actividades que están documentadas. Pues van a permitir consolidar el entendimiento del marco geológico-estructural, las características geológicas del subsuelo, con lo que se aceleraría por supuesto el conocimiento del mismo. A partir entonces de la perforación de los prospectos que están considerados en el escenario base y en caso de que suceda pues los del escenario incremental y en caso del éxito exploratorio pues también habría una mayor certeza del conocimiento de lo que hay en el subsuelo. Las actividades se justifican plenamente de acuerdo con el conocimiento que se tiene actual del área y lo que están proponiendo para hacer. El análisis de las inversiones se observa que en el caso de los pozos, como ya vimos, hay un sobrecosto en estos y por lo tanto se está recomendando una revisión de los procesos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el caso de la Asignación, de la 0155, se esperaría incorporar recursos del orden de 33 millones en los plays del Mioceno. Ya dijimos que después irá Pemex mismo a buscar algo en el Cretácico y en el Mesozoico en particular. Y una inversión que va de 76 a 107 millones de dólares. Para la Asignación terrestre que es la de Cuichapa, la 0133, la incorporación sería un poco menor, podría llegar hasta los 27 millones de barriles de crudo equivalente. Y la inversión estaría entre los 27 y los 77 millones de dólares para esta Asignación.

Por lo tanto, la propuesta es que vemos los planes técnicamente factibles toda vez que cumplen con la normatividad, además que las actividades planteadas pues permiten acelerar el conocimiento del subsuelo y el valor estratégico del área, por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de los Planes de Exploración tanto de la Asignación AE-0155-Chalabil y AE-0133-Cuichapa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. Perdón, creo que todavía falta unas láminas que valen la pena.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que, bueno, es lo que hemos estado presentando al respecto de cómo va evolucionando con los Planes de Exploración que se van trayendo aquí al Órgano de Gobierno y aprobando los mismos. Entonces hasta hoy se han aprobado tres planes de los que todos ingresaron el 9 de septiembre. Han ingresado 42 de los 64 planes, tres ya fueron aprobados. Estos dos que están en rojo son justamente los que estamos revisando hoy. Como ven, aquí está uno y aquí está la otra. Ahí están las fechas, unos fueron el 2 de octubre, el 17 de octubre y ahora el 24 de octubre. Si avanzamos.

Vemos entonces cómo está la evolución de los recursos. En la gráfica de la izquierda con los colores verdes está para el escenario base e incremental los recursos prospectivos que se esperaría que están asociados con los prospectos. En el escenario base, 445 millones de barriles, en el escenario incremental casi 800 millones de barriles. Si hablamos ahora ya de la posibilidad de incorporar recursos, entonces por supuesto esto baja al ponerle la probabilidad geológica y el riesgo. Entonces la probabilidad de tener recursos sería de 167 millones o 209 millones para el escenario incremental y aquí están repartidos, los distintos colores hacen referencia



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a las diferentes Asignaciones que se han ido aprobando y a las dos que están propuestas hoy. Sumando todas las actividades que se tienen de estas cinco Asignaciones, vemos que serían 27 prospectos exploratorios a perforar, 8 de ellos serían en el escenario base y los restantes 19 para el escenario incremental. Y si avanzamos, le paso la palabra a Jorge para que nos explique cómo está el tema de las inversiones asociadas con estos planes.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Comentar brevemente en el caso de las Asignaciones, digamos tanto las tres que ya se aprobaron como las que se someten a aprobación el día de hoy, tendríamos digamos en el escenario base un máximo de inversiones y gastos operativos de 186 millones de dólares que digamos siguen una trayectoria descendiente hasta ser de 35 millones de dólares en el 2023. Y en el caso de ya el escenario incremental más el escenario base, estaríamos previendo un máximo de inversiones de 375 millones de dólares para el año siguiente. Posteriormente, una trayectoria descendiente hasta el 2023 con 145 millones de dólares. Si nos vamos a la siguiente. En el escenario base estamos presentando una proyección digamos durante toda la proyección de este programa exploratorio de 356 millones de dólares para el escenario base y un escenario total de 888 millones de dólares digamos de lo que queda del 2019 hasta el 2023.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más Jorge. En el caso de la parte de inversiones, ¿el incremental incluye al base?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí, a diferencia de la gráfica que presenta Rodrigo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Es que son diferentes, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí. La que presenta Rodrigo digamos trae los pozos asociados o bueno, los recursos asociados a los pozos. Aquí estamos metiendo ahora sí que la suma como viene en la gráfica de inversiones justamente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, OK. ¿Algún comentario ahora sí Comisionados? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digo, está claro que al ser Asignaciones tienen un tratamiento similar digamos a los Contratos en la modalidad de licencia en las que este regulador pues recibe esa propuesta de presupuesto de manera indicativa y nosotros no nos pronunciamos. Pero digamos, a mí también me llama la atención este sobrecosto de prácticamente el 100% al que refería el Comisionado doctor Moreira porque evidentemente, a diferencia de una licencia en donde el dinero es del contratista, estamos hablando de la empresa productiva del Estado en donde el dinero es del presupuesto federal. Entonces un sobrecosto de 100%, más allá de que no podamos pronunciarlo respecto de su aprobación, yo creo que es importante señalarlo.

Ahora, quizá Jorge tú podrías –no lo sé, pregunto– aclararnos un poco el tratamiento en Hacienda. Yo entiendo que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, aún tratándose de Asignaciones, hay límites a los costos para efectos de la deducibilidad. Yo no sé si este sobrecosto del 100% encuentre ya alguna, déjame decirlo así, algún supuesto que permita o que evite llegar a la deducibilidad total de ese 100% o no. Es decir, a lo mejor tenemos lo que yo consideraría francamente una laguna muy importante. O sea, que la empresa productiva te diga tengo un sobrecosto de 100% y pues te aviso, yo creo que sería un tema que como país tendríamos que corregir. No sé si en Hacienda existe alguna limitante a esta posibilidad.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGÉ LUIS PÉREZ OLEA.- Yo lo vería dentro de dos vertientes. La primera en cuanto a la deducibilidad. La deducibilidad se hace para dos factores. Una parte para el derecho de utilidad compartida y otra parte para el impuesto sobre la renta. En la parte del derecho sobre la utilidad compartida, lo que se hace es una deducción regional. Entonces en el caso por ejemplo de estos dos proyectos, uno correspondería a campos terrestres y uno correspondería a aguas someras. Entonces, digamos dentro de toda la bolsa de costos, una parte se va a aguas someras y otra parte a terrestres. Entonces digamos es un poco difícil identificar dado que no se hace Asignación por Asignación. O sea, y en ese sentido si se hiciera por Asignación, dado que es Asignación Exploratoria, inclusive si la desagregáramos, no podríamos tener todavía una deducción dado que no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tenemos ingresos y por lo tanto no tendría la necesidad de estar pagando el derecho por la utilidad compartida. Esa sería la primera parte.

Digamos, en término de las deducciones sí entra como parte de las deducciones, entra como parte de las deducciones del derecho por la utilidad compartida que pagan tanto los proyectos en someras como en terrestres. O sea, y en ese sentido, dado que incluye una parte de sobrecostos, estos proyectos o el pago de derechos por la utilidad compartida tanto en someras como en terrestres están topados al límite de costos. El límite de costos, si recordamos, es de 8.3 dólares por barril para el caso de proyectos en terrestres y 6.1 dólares por barril para el caso de aguas someras. Entonces la tasa se aplica considerando el límite de costos. Dado que estos proyectos siempre están llegando al límite de costos, digamos, esa es la condición por las cuales se deducen.

La segunda parte sería en términos ya de Hacienda en general, lo que vemos en el cálculo del ISR. Para el cálculo del ISR también digamos hay una parte de deducción de costos que puede meter el asignatario como cualquier empresa que genere ingresos en ese país. Lo que sí podríamos hacer o una segunda derivada de este proceso, y que eso tiene la facultad del SAT, es hacer una supervisión o una auditoría sobre ya las facturas que presente el asignatario para hacer las deducciones. En ese sentido sería digamos como una revisión. Pero, digo, para contestarle la pregunta, es sí existe un límite de costos y en segundo plano podría haber una revisión, pero ya a factura por parte del Servicio de Administración Tributario.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está claro. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario más? Secretaria Ejecutiva, nos podría hacer 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.65.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0133-Cuichapa y AE-0155-Chalabil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.65.006/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que aprueba los Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción para las Asignaciones AE-0133-Cuichapa y AE-0155-Chalabil.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L de C.V. relacionados con el Plan de Evaluación del contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L de C.V. relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R01-L01-A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por ENI México, S de R.L. de C.V. relacionados con el Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

Respecto de los puntos II.6 al II.9 del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva manifestó que se trataban del mismo tema, por lo que propuso que su presentación se realizara de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Contrato.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Bueno, vamos a revisar entonces cómo ustedes saben los Contratos exigen o hay unas cláusulas en los mismos que solicitan que aquellos que son de la modalidad de producción compartida se entregue el Programa de Trabajo y Presupuesto de los mismos para el siguiente año. Entonces en este caso traemos tres Contratos a ustedes. El primer Contrato de la ronda 1.1 considera dos casos, el Programa de Evaluación y el Plan de Exploración, y en los otros dos casos considera solo los Planes de Exploración. Entonces por eso es que son tres Contratos para cuatro Programas de Evaluación.

Entonces si lo vemos aquí son estos cuatro que les refería. En este mapa vemos aquí está el área del contratista Talos que si recuerdan, nada más para ubicarlos, es donde se dio el descubrimiento Zama y justamente el área de evaluación o el Programa de Evaluación justamente hace a ese descubrimiento; en tanto que la parte de exploración es la que hace referencia a aquel 50% del área que sigue en exploración. Si recuerdan, el mes pasado tuvieron a bien aprobar el Plan de Exploración para el periodo adicional, pero es sobre el 50% del área. Eso es por lo que respecta al Contrato de la ronda 1.1. Ahora, respecto de los Contratos de la ronda 2.1 tenemos el área 6 que es la que es operada por PC Carigali que está aquí y el área 7 que es operada por ENI que está aquí en esta zona. Entonces todos están en la misma región, nada más corresponden a circunstancias un tanto distintas. Entonces así los vamos a ir viendo en ese orden. Si me lo permiten entonces.

Tenemos el fundamento legal para el primer Contrato que es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión, los lineamientos que pues ya traen esta parte de la regulación de cómo se van aprobando estos Programas de Trabajo y el Contrato en las cláusulas 5.2, 10.1, 10.2, 11.1, 11.2 y 11.6, que vamos a ver que es un poco diferente a los de la ronda 2.1. Entonces si avanzamos vamos a ver entonces el caso del Programa de Trabajo y Presupuesto asociado con el de la ronda 1.1. Avanzamos por favor.

Vemos que están ambas actividades, tanto las de exploración como las de evaluación. Como les decía, el bloque de exploración pues es el bloque que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tiene mayor área, son 232 km². En la parte de evaluación son solamente 45 km², que es el área en donde está concentrado digamos ese descubrimiento. Los tirantes de agua van entre 100 y 300 metros. Los Planes de Exploración ya son dos los que consideran la fase exploratoria por lo que les mencionaba hace un momento y los principales estudios que se visualizan para 2020 son estudios de presión de poro, actividades de preparación para la perforación de un pozo exploratorio que sería en 2021. Entonces vamos a ver que hay algunas actividades que ya se empiezan a ver aquí para el Programa de Trabajo de 2020, pero que terminan en 2021. Y para el Programa de Evaluación, vemos que ya hay un Programa de Evaluación que está corriendo y es sobre ese sobre el que se presenta el Programa de Trabajo. Ahí se van a dar estudios geológicos de detalle, reprocesamiento de estudios petrofísicos, actividades de ingeniería de yacimientos, así como actividades de ingeniería conceptual. Si avanzamos.

Este es el Programa de Trabajo justamente para la parte exploratoria. En la parte exploratoria pues sabemos siguen operando todas las actividades generales. La parte de geología habrá algunos estudios de detalle. Recordemos aquí el contratista todavía tiene pendiente perforar un pozo. Ese pozo se daría en 2021. No obstante, hay una serie de actividades que se van a dar hacia final de 2020 que justamente están encaminadas hacia la perforación de aquel pozo. Y la parte de seguridad, salud y medio ambiente que también se desarrolla durante todo el año. El Plan de Exploración tenía considerada la perforación del pozo para el 2020. No obstante, ahorita lo están recalendarizando para que se inicie en 2021. Esa es parte de la modificación que se tiene con este programa y es justamente el seguimiento que damos con la aprobación de estos Programas de Trabajo. Vamos a ver entonces que esta modificación que se da en el Programa de Trabajo pues tiene su correspondencia en las inversiones por supuesto. Entonces, si me lo permiten, voy a ir pasando aquí la palabra con Jorge para que él nos ayude con la parte de las inversiones y yo voy a ir viendo lo de los Programas de Trabajo a lo largo de la presentación. Entonces Jorge me haces el favor.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Gracias Rodrigo. Estamos incluyendo este formado ahora de diapositiva digamos por sugerencia también del doctor Moreira, donde lo que estamos haciendo es un seguimiento puntual



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los presupuestos con respecto al Programa de Inversiones. Si ustedes ven aquí, en la tabla de abajo es el presupuesto para aprobación que nos propone el contratista. El monto total de inversiones que nos está proponiendo es de 14.26 millones de dólares cargado principalmente a la parte, como decía Rodrigo, de las actividades previas de la perforación del pozo. Si ustedes ven, hay una diferencia considerable respecto del Programa de Inversiones que corresponde al plan que traía 57.39 millones de dólares para el año siguiente. No obstante, dado que hay una recalendarización de la perforación del pozo, este monto disminuye considerablemente. Entonces como vemos el presupuesto para 2020 corresponde a la actividad de general que es digamos los gastos operativos que corresponden al área contractual. La parte de geología con 250,000 dólares, la parte de perforación de pozos con 9.4 millones de dólares y salud y medio ambiente con 1.56 millones de dólares.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero eso quiere decir que el 2021 va a haber 40 millones adicionales en el próximo año.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLÉA.- Es correcto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, era un poco lo que traemos en este lado de la diapositiva.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, perdóname, perdón.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hay una variación muy importante en este año. En el agregado total esa variación ya no se nota porque simplemente hay un movimiento de la inversión hacia el siguiente año. No es que se esté perdiendo, ni mucho menos. Bueno, entonces eso es respecto a las inversiones de Plan de Exploración. Perdón, sí. Ahora veremos lo que corresponde con el Programa de Evaluación. Si le dan a la siguiente por favor.

Vemos el calendario entonces de las actividades que están programadas para el 2020 respecto de las actividades de evaluación. Las actividades del Programa de Evaluación son las mismas. No cambian en nada, únicamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se agregaron algunas tareas para este año 2020 algunas actividades de reprocesamiento. Como ustedes saben, aquí ya hay la perforación de algunos pozos. Entonces con esta perforación de los pozos vieron que era óptimo realizar un reprocesamiento de la información para calibrarla con la información obtenida de los pozos. También hay diseño y terminación de los pozos, estudios que van encaminados a esos. Esos estudios están encaminados al diseño y terminación de los pozos eventualmente de desarrollo, no de los de evaluación, esos ya se dieron. Y también dentro de la ingeniería conceptual e ingeniería básica, también hay una parte que se está empezando a hacer para el diseño de ductos que sería enfocado también para la parte del desarrollo.

Ya, como vemos, la parte de evaluación prácticamente está terminando, entonces ya empezó el contratista a empezar algunos estudios apenas sin llegar a ninguna actividad física para el desarrollo, para empezar a preparar el Plan de Desarrollo que eventualmente se presentará a la Comisión. Eso es lo único, pero todas las actividades que vemos aquí están calendarizadas de la misma forma en la que se calendarizaron para el Programa de Evaluación. No hay digamos modificación a ese respecto. Y si me lo permiten, aquí Jorge nos va a dar los detalles del Programa de Inversiones.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- ¿Qué tal Comisionados? Nuevamente introducimos este formato para dar seguimiento al presupuesto 2020 respecto del Programa de Inversiones y aquí lo que estamos observando es que en caso del presupuesto 2020 el contratista nos presenta una propuesta de 39.79 millones de dólares. Y si nosotros hacemos digamos el comparativo interanual, pues digamos estaríamos enfocados, la mayor parte del presupuesto se va a esta parte de otras ingenierías que era lo que comentaba Rodrigo que corresponden a la parte de ingeniería conceptual, así como el diseño de instalaciones de superficie, estudios de fondo marino y diseño de ductos.

Entonces conforme a la evolución del propio Programa de Trabajo y la calendarización de las actividades, este incremento representa digamos el mayor incremento respecto del Programa de Inversiones y al final este porcentaje de incremento en la parte de otras ingenierías es precisamente lo que está haciendo que la acumulación de los presupuestos aprobados o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sometidos a la aprobación represente un incremento respecto del Programa de Inversiones. En total digamos lo que estaríamos observando de aprobarse este presupuesto es un incremento respecto del Programa de Inversiones de 11%, correspondiente precisamente al propio desarrollo del proyecto. Mencionar de manera adicional que las actividades de operación que corresponden al rubro de general representan 8 millones de dólares en el caso del 2020 y esto precisamente está asociado a esta parte de que se están preparando precisamente ya para el desarrollo. Y posteriormente, digamos la parte de ingeniería de yacimientos, seguridad, salud y medio ambiente, geofísica, perforación de pozos y finalmente el rubro de geología.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ahora bien, vamos a avanzar a los Contratos de la ronda 2.1 y como les mencioné hay algunos cambios ligeros en el fundamento legal, no en las leyes ni en el reglamento ni en el lineamiento, sino más bien en las cláusulas del Contrato. Aquí las cláusulas que aplican son la 10.1, la 10.2, la 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2, además del anexo 1. Eso es lo que tenemos como sustento. Entonces aquí vamos a ver a los dos contratistas ENI y Carigali. Si avanzamos vemos el primer Contrato es justamente el área 6, es decir, el área que está al Sur que es la que está operada por Carigali. Solo para recodar, porque es importante por la cercanía geográfica. Esta zona que está aquí al sur del área de Carigali es la zona que está justamente en proceso de terminación, la que se devolvió de otro Contrato por supuesto, no de Carigali. Entonces nada más para tenerlo en mente. Entonces vamos a ver las actividades que consideran esos Contratos. Por favor sí avanzamos.

Vemos del lado izquierdo. Vemos las actividades que están consideradas para el Contrato del área 6, entonces ambas áreas se encuentran en la misma situación geográfica, en la Cuenca Salina del Istmo, solamente que una está más allá: 48 km de la costa la de ENI, 22 km de la costa de la Carigali. Tenemos superficies; la del área 6, 559 km², la del área 7, 590 km². Por supuesto al estar más cercano a la costa, el área 6 tiene una batimetría menor hasta 80 metros y en el caso de ENI hasta 550 metros de profundidad de tirante marino. Los planes en el caso del área 6 hay un plan vigente, que es el que se aprobó el 22 de noviembre de 2018. En el caso



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del área 7, además de la aprobación original que se dio, tuvimos una modificación el 19 de septiembre de este año de ese plan.

Entonces las actividades principales que se estarán desarrollando a lo largo de esos dos planes son para el caso del área 6 reprocesamiento sísmico, análisis geoquímicos, estratigráficos y geológicos de manera regional, la perforación de un pozo y la parte de seguridad, salud y medio ambiente. Para el caso del área 7 tenemos análisis geoquímicos, estudios estratigráficos, análisis de hidrocarburos, estudios geológicos, estudios petrofísicos y actividades también asociadas a la perforación de pozos y de ingeniería de yacimientos. También por supuesto está la actividad de seguridad, salud y medio ambiente que pues están siempre muy aparejadas cuando hay actividades de perforación de pozos. Entonces si avanzamos.

Vemos este es el calendario o el programa para el área 6. Vemos que existen actividades en la tarea de general, en la de geofísica, geología, perforación de pozos, seguridad, salud y medio ambiente. Son las mismas digamos que están inscritas en el plan con una variación importante que me gustaría comentar. Ellos hicieron en la actividad previa un reprocesamiento sísmico. Ese reprocesamiento sísmico les dio muy buenos resultados. El tener buenos resultados para ellos les implicó entonces que ya no hicieran esta actividad. Esta actividad era adquirir información sísmica 2D. Ya no la van a hacer porque el reproceso que hicieron de la sísmica 3D fue bueno o fue mejor de lo que esperaban, por lo que esta actividad entonces ya no la van a realizar. Por eso es que aquí la ponemos, solamente como el cambio que se está presentando para que ustedes lo conozcan y sepan cuáles son las variaciones.

Además, hay una variación de costo justamente en la parte de perforación de pozos que ustedes van a ver más adelante cuando Jorge nos lo explique. En esta parte de perforación de pozos hay un cambio justamente porque de manera previa en el plan ellos habían supuesto con el procesado sísmico que tenían en aquel momento que las profundidades a las que iban a llegar eran del orden de 3,850 metros. Ahora con este procesado sísmico en donde ya están poniendo de manera mejor los eventos geológicos, las profundidades podrían llegar hasta 4,500 metros. Entonces ya lo están poniendo de manera directa en el Programa de Inversiones para que en su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

momento cuando se llegue a la autorización de los pozos pues se tenga la información más precisa posible para este caso. Entonces, si me lo permiten, Jorge tiene los detalles del Programa de Inversiones de este Contrato.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Si pasamos a la siguiente por favor. Como parte del presupuesto 2020 que nos presenta el contratista, los costos estimados para el 2020 corresponden a un total de 68.7 millones de dólares, principalmente cargado hacia la actividad de perforación de pozos con 55.67 millones de dólares. Como comentaba Rodrigo hace un momento, la reprogramación de estas actividades es digamos la principal diferencia que tenemos respecto al Programa de Inversiones presentados como parte del plan.

Es decir, en el plan teníamos para 2020 45 millones. Dado que hay una reprogramación de actividades, estamos previendo para el presupuesto 2020 un total de 55.67 millones de dólares. La otra variación que notamos respecto del Plan de Inversiones es la parte de geofísica. Dado que ya no se van a calendarizar estas actividades por lo menos para el año siguiente, hay una reducción respecto del Programa de Inversiones de casi 5.8 millones de dólares, lo que nos da un total para las actividades de geofísica en 2020 de 3.7 millones de dólares. El resto del presupuesto corresponde a la actividad de general con 4.8 millones. La actividad de seguridad, salud y medio ambiente con 3 millones de dólares y posteriormente la actividad de geología con 1.46 millones de dólares.

Aquí lo que quisiéramos hacer notar es que, si ustedes observan la calendarización de los presupuestos aprobados, aquí hay un monto por ejemplo en 2019 del presupuesto propuesto de 7.4 millones de dólares, de los cuales pues no se habrá ejecutado una buena parte o casi todo esto. Entonces en el sentido de que esto es un Contrato de Producción Compartida, tenemos nosotros como CNH que sea el registro de los presupuestos y posteriormente el contratista tendrá que hacer el registro correspondiente en el portal del Fondo, en el CIPAC. Lo que nosotros vamos a hacer como parte de la actividad de seguimiento que tenemos que hacer como Comisión Nacional de Hidrocarburos es digamos hacer las correcciones correspondientes a estos presupuestos para que queden en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

correspondencia con las actividades efectivamente ejecutadas; con la finalidad de darle mantenimiento a la información que viene en CIPAC y por lo tanto proteger digamos al Estado ante cualquier, digamos, posible error o inconsistencia que pudiéramos tener.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Avanzamos entonces. Vamos a ver la última de las áreas que es el área 7, que es operada por ENI. Entonces vemos en la siguiente el Programa de Trabajo. De nuevo el calendario, como ustedes ven, es una serie de actividades que están desarrolladas en las subactividades petroleras de general, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, seguridad, salud y medio ambiente. Tienen una correspondencia total con lo que está inscrito en el plan. Este plan se modificó apenas en septiembre, lo cual pues hace que la correspondencia sea muy buena porque se acaba de modificar el plan.

Aquí con rojo les resaltamos solamente el hecho de que desde el plan mismo, y aquí pues lo remarca nuevamente el contratista, nos dice que tiene él pensado hacer unas actividades contingentes que, como bien sabemos, pueden o no ejecutarse. Como tal, dentro de la preparación de áreas y vías de acceso a la localización. Este es un término genérico, por eso, aquí no hay ninguna vía de acceso. Estamos en el mar, pero es una categoría genérica en el catálogo de Hacienda. Entonces no crean que está mal, es que es una categoría así nombrada. Entonces aquí mismo están incluyendo también una actividad contingente, solamente que es solo una de varias, por eso no pintamos de rojo todo y ese es justamente un estudio de riesgos someros que pues son obviamente previas a llevar a cabo la perforación y también es de manera contingente. Si avanzamos, solo para que recuerden ustedes porque ahorita Jorge nos lo va a explicar con los diferentes escenarios que tenemos para los presupuestos.

Este plan considera la perforación de un pozo que es el pozo Ehécatl y después dependiendo de los resultados de ese pozo seleccionarán la alternativa 1 o la alternativa 2 que es perforar un pozo tipo 1 que es Yatzil o Calakmul. Son pozos tipo y por eso es que tienen el mismo presupuesto asociado. En el caso de que les dé como resultado irse por la alternativa 2, perforarán el pozo Ixchel que tiene un presupuesto menor asociado. Y después como escenario contingente serían otras actividades adicionales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que no considera perforación de pozos, simplemente algunos estudios adicionales. Por eso es que la diferencia ya es menor respecto de los presupuestos. Pero eso es lo que significa aquí el color rojo de escenarios contingentes. Es nada más para recordar que esto fue lo que vimos y aprobaron en el plan, entonces ahora sí, si me lo permiten, Jorge tiene el desglose de todos estos escenarios.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- En lo correspondiente a la alternativa 1 que corresponde al escenario base, tenemos un total de inversiones programadas de 62.3 millones de dólares para el 2020, de los cuales como ustedes pueden ver coinciden perfectamente con lo establecido en el Programa de Inversiones, cargado principalmente a la actividad de perforación de pozos y a la parte correspondiente de gasto operativo en el rubro general. Posteriormente tenemos la parte de los estudios geológicos, la parte de seguridad, salud y medio ambiente, ingeniería de yacimientos.

Si nos vamos a la alternativa en el escenario contingente y, como comentaba Rodrigo, la principal diferencia que vemos entre el escenario base y el escenario contingente pues está en esta parte, en la parte de ingeniería de yacimientos donde se incrementa un total de 1.5 millones de dólares, pero el resto digamos del presupuesto es exactamente el mismo. Si nos pasamos a la siguiente, alternativa 2, escenario base. Aquí el contratista nos presenta un estimado de costos de 48 millones de dólares cargados a la actividad de perforación de pozos con 39.5 millones de dólares y posteriormente a la actividad de general, a la actividad de geología, seguridad, salud y medio ambiente e ingeniería de yacimientos. Y si nos pasamos a la alternativa 2, escenario contingente, nuevamente vemos este diferencial en cuanto a las actividades que corresponden a la subactividad de ingeniería de yacimientos con un diferencial que notamos de casi 1.5 millones de dólares. Y eso sería.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Bueno, entonces tenemos las conclusiones divididas en dos, las conclusiones para el Programa de Evaluación que es justamente el del área que es operada por Talos para la ronda 1.1. Vemos que el Programa de Trabajo y Presupuesto para el 2020 es congruente respecto a lo que se tiene justamente en el Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Evaluación que está aprobado. Vemos que en el supuesto de llevarse a cabo estas actividades pues permitirán obtener un mayor conocimiento geológico del subsuelo. También vemos que el presupuesto asociado es razonable y cumple con los requisitos del Contrato, que eso es muy importante y puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades descritas en los Programas de Trabajo. Además, las actividades a desarrollar en estos programas se alinean con las mejores prácticas.

Respecto de las conclusiones para los Planes de Exploración, en la siguiente, vemos que son comunes. Todas ellas que están presentadas son congruentes con lo que está aprobado en sus planes respectivos, además de que contribuyen con el cumplimiento del Compromiso Mínimo de Trabajo. Son razonables y cumplen con los requisitos establecidos en los Contratos cada uno de ellos y las actividades a desarrollar también se alinean con las mejores prácticas y respecto de los rangos de referencia que se analizan. Entonces en los tres casos ocurre lo mismo.

Entonces la opinión técnica que tenemos es que los Programas de Trabajo y Presupuesto para 2020 referentes a los Planes de Exploración de los Contratos de la ronda 2 que son e CNH-R02-L01-A6.CS/2017 y CNH-R02-L01-A7.CS/2017, así como el Plan de Exploración asociado con el Contrato de la ronda 1:1 que es el CNH-R01-L01-A7/2015 se advierten técnicamente adecuados toda vez que cumplen pues con las cláusulas del Contrato y la normatividad aplicable. Además, del Programa de Evaluación también del mismo Contrato del CNH-R01-L01-A7/2015, por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación tanto del Programa de Evaluación como de los tres Planes de Exploración de estos Contratos. Gracias.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, son cuatro en uno, ¿no? Que es lo que vimos. Los dos primeros son de la compañía Talos Energy Offshore, después los dos últimos uno es de PC Carigali y otro es de ENI. Quiero hacer énfasis en los costos de la seguridad industrial y protección al medio ambiente. Uno de ellos tiene 3,251,000 dólares por ejercer en el año 2020 y hay otro que tiene la mitad, 1,586,000. La pregunta es: ¿Cómo es que hacen ustedes el análisis para saber si están dentro del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

orden de los costos internacionales? Porque pues hay una gran diferencia. Los cuatro temas que vimos, dos perforan pozos. O sea, no hay una diferencia que yo pueda percibir, a lo mejor ustedes tienen más información para que nos lo hagan ver. El primero, el de Talos Energy, el 7, el de L107, es de 3,251,000 dólares. El siguiente es 1,900,000. El que sigue 2,150,000 y 1,586,000. Entonces seguramente que debe haber alguna cuestión ahí de recortes de perforación, pero creo que es importante que nos platiquen porque de alguna forma ustedes validan que estén dentro del orden.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, maestra Frías.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, gracias Comisionada, Comisionados. Como podemos ver, lo que comentaba el maestro Pérez Olea era que la lámina de arriba era lo que ya está aprobado dentro del Programa de Inversiones, que es justo donde vemos que para el 2020 se proponía ejercer un monto de 3,250,000 dólares.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y eso lo avalamos nosotros diciendo que estaba dentro del rango.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA - CNIH, MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- En su momento cuando se aprobó el plan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero ahora va a costar solamente 1,560,000.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA - CNIH, MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Justo. En el corto plazo van ajustando justo los costos y entonces como que se van acercando más a la realidad y entonces se pueden ir haciendo este tipo de ajustes. En todas las láminas que se presentaron donde teníamos estas comparaciones, podíamos ver este ajuste, que son ajustes o se recalendarizan las actividades. Este tipo de cosas que van siendo al corto plazo, pero todas enmarcadas en las actividades y de alguna manera en los presupuestos, en el Programa de Inversiones asociado a cada plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Y si me permiten agregar, digamos la actividad de seguridad, salud y medio ambiente tiene actividades correspondientes con la perforación de pozos. Entonces en ese sentido digamos vemos una relación directa. Aquí lo que se está viendo en esta diapositiva puntualmente es la reprogramación del pozo para el año 2021 y por lo tanto estos 9 millones de dólares corresponden a actividades previas digamos como la preparación para hacer la perforación. En ese sentido, lo que estamos viendo también es un recorte o una postergación, sí, que se postergan digamos las actividades también de seguridad, salud y medio ambiente asociadas con la propia perforación de pozos. Entonces digamos sí está muy ligado a esto de preparación de sitio y la perforación con las actividades que vienen enmarcadas en este rubro, en esta subactividad.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Porque por otro lado se ve que el plan traía 2,026,000 dólares y el presupuesto traía más, trae 3,089,000.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- ¿De seguridad, salud y medio ambiente?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- De general para 2020. Entonces ahí sí hubo un incremento muy importante, más de un millón de dólares.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- En general, es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, habían presupuestado menos y ahora es más. ¿No será que están cambiando ahí los conceptos, están pasando de un lado para otro?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- No. En el caso de general, digo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Por qué tantas diferencias? ¿Por qué tan fuerte la diferencia? Entiendo que sí hay ajustes pero...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí. En el caso de general sí es digamos bastante en lo que comentó la maestra Bertha donde se hace digamos una estimación real ya de los costos operativos *in situ*. O sea, este plan el Programa de Inversiones probablemente se hizo durante 2018 y se presentó para aprobación para ejecutarse a partir de 2019. No obstante, ya los costos operativos que es digamos el grueso que viene en el rubro de general, pues digamos ya con el día a día de la empresa ya hace una mejor estimación sobre los costos de general. Entonces cuando veamos estas variaciones en general puede ser digamos asociados a dos cosas. Si hay actividad en perforación, seguramente va a incrementar los costos operativos en ese sentido. Y en este caso lo que vemos dado que no hay incremento en la perforación de pozos, en la actividad de perforación, lo que sí estamos viendo es realmente que se hace una mejor estimación de lo que se va a ejecutar realmente en el campo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi duda es el proceso. Porque el plan pasó por un análisis para que estuvieran dentro de las referencias internacionales y quedó 2,026,000 para el general y 3,251,000. Estoy viendo nada más dos, ¿no? Pero hay otros por ahí. Y 3,251,000 para seguridad, salud y medio ambiente. Cuando nos traen ya el presupuesto para este año 2020, pues vemos que hay diferencias importantes. ¿Siguen cayendo dentro del límite de los precios internacionales? ¿Hay toda esa posible holgura de más de 100% y sigue cayendo o hay problema?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí, no, digamos lo que hacemos caso por caso es hacer una comparativa respecto a referencias internacionales. En el caso que notáramos nosotros que se sale del rango, lo primero que se hace es tocar base con el contratista.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No sale del rango.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- En este caso no se sale del rango.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es más del 100% del presupuesto que traían y no sale del rango.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- No. Inclusive, o sea, no sale del rango respecto de la propia actividad. Lo que se hace es tomar la referencia internacional y luego poner una banda alta y una banda baja. ¿No? Es decir, se hace digamos desde el 90% a la referencia hasta el 120% a la referencia. Esto de conformidad con las mejores prácticas digamos que nos fue recomendada a la Comisión. En ese sentido lo que observamos es que para este caso la actividad de operación no se sale del rango. De todas maneras, en caso de que nosotros llegáramos a detectar estos digamos bandazos, lo que se hace es sí una comparecencia, una plática con el contratista para requerirle mayor información. ¿No? Ha habido casos, por ejemplo, en casos de geofísica donde los estudios de repente se nos salen mucho de referencia y nosotros les pedimos la justificación y en su caso se harán correcciones correspondientes.

Comentar también en el caso de los Contratos le estamos dando seguimiento muy puntual y estamos haciendo digamos ya cuando terminemos estas aprobaciones vamos a hacer un *benchmark* para precisamente decir "oye, cuando hay perforación de pozos en qué porcentaje tiene que estar el rubro general" y esto es super importante sobre todo para el caso de exploración. Para el caso de exploración es un poco engañoso dado que no hay perforación, digo, perdón, ni producción asociada. Entonces la manera sencilla o la manera evidente es decir "oye, el OPEX generalmente está como en 7 dólares por barril" pero dado que aquí no hay producción asociada, no podemos hacer ese comparativo. Lo que sí podemos hacer y lo que estamos haciendo y se lo presentaremos una vez que ya terminemos la aprobación pues será digamos estas bandas que nosotros estamos viendo tanto en someras como en terrestres de dónde están ubicados los rubros del general.

Y de manera así super digamos de primera mano, lo que sí podríamos comentar es que para el caso de la actividad general que principalmente corresponde a operación, mantenimiento y administración del campo, lo que estamos viendo es que los porcentajes respecto del presupuesto van desde el 20% al 50%. Puede llegar a ser del 50% el OPEX o puede llegar a ser del 20%. En este caso lo que vemos por ejemplo para el presupuesto 2020 es que es de 3,000, digo, de 3 millones de dólares respecto de un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presupuesto de 14 millones de dólares. Es decir, estamos como en el 25% aproximadamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Me llama mucho la atención esto del programa con el presupuesto. ¿Verdad? Y ahí lo tienen bien claro en la tabla. Tienen los porcentajes de variación. Entonces en geofísica se había planteado tener una erogación de 1,105. ¿Qué son estos, millones de dólares? Miles de dólares. Son 1,105 millones de dólares.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero solamente se van a gastar de acuerdo con lo que tenemos, en la parte de abajo falta el 2021 todavía, pero solamente se van a gastar los primeros que tenían presupuestados para 2019 que son 505,000 dólares.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Verdad?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces la pregunta es por qué ya no van a hacer más análisis de geofísica. ¿No? ¿Qué pasó? Ya conocen completamente el área, ya no requieren seguir invirtiendo. Porque esos son claros datos de variaciones fuertes. Traían 600,000 dólares para 2020 arriba y abajo tienen cero. Para geología tenían 1,230,000 y abajo tienen solamente 250,000. Realmente todos cambiaron muchísimo, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Ahí justamente y esto corresponde también a la recalendarización de la actividad de pozos. ¿No? Dado que se está pateando el pozo para 2021, estas actividades estaban condicionadas a la perforación del pozo. Entonces una vez que se realice, también se realizarán estas actividades. Por lo tanto, en 2021 vamos a ver una recalendarización tanto de la parte de geofísica como de geología.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Me gustaría añadir algo nada más para precisar porque en la tabla de la derecha estamos viendo el avance de lo que se ha ejercido. No es la variación, es un avance. Y sí, efectivamente lo decía Jorge. Vemos que conforme van avanzando los proyectos, en este caso el pozo prácticamente va condicionando muchas de las actividades. Entonces por ejemplo acá tenían considerada la perforación de un pozo en algún momento. Si lo avanzan o lo llevan a un momento del tiempo más adelante, algunas actividades de ellas las siguen y entonces también se recalendarizan. Pero no quiere decir que la actividad se pierda. De hecho, por eso incluimos y a lo mejor no hicimos mucho énfasis y lo vamos a hacer más adelante si es necesario. Las variaciones anuales digamos sí son fuertes: 75%. Sin embargo, en el agregado de todo el presupuesto del plan son del 4%. Eso es justamente porque internamente ese movimiento de las inversiones se va dando en otro año, sin embargo, siguen existiendo en el plan y en el programa por supuesto. Entonces por eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro? Por favor doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me da la impresión que abajo es algo así como lo que ya está y arriba es lo que se planeó. Entonces si yo pasó los pozos del 2020 al 2021, afecto geofísica, geología, perforación de pozos, seguridad y medio ambiente. O sea, todos esos rubros los voy a mover hacia adelante. Entonces cuando vemos un año, quizá deberíamos decir el 2021 estimado va a ser esto para que nos números totales puedan ser comparables porque, así como está ahorita, bueno, pues como no hiciste pozos, pues seguridad, salud y medio ambiente va a ser más bajo también y lo mismo va a ser con los otros. Entonces quizá el poner un estimado nos ayudaría a entender qué va a pasar el año que entra a ver si pasa o no pasa, porque si no pasa el año que entra, entonces sí algo ya está mal. Pero ahorita pues están pateando un año todo, todo.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- No, sí, así lo hacemos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿SÍ? OK.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUÑA.- ¿Algún comentario más? Yo tengo. Nos podemos ir a la página 15, es referente al Plan de Desarrollo de Talos, de evaluación, al Programa de Evaluación de Talos. O sea, digamos que no sé si es una preocupación o una observación. O sea, Talos en el Programa de Evaluación es donde está el pozo Zama. Nosotros estamos esperando que Talos y Petróleos Mexicanos hagan su convenio, su acuerdo de unificación para presentar un Plan de Desarrollo y de acuerdo a eso definan quién va a ser el operador.

En este Programa de Evaluación se está incluyendo costos dice aquí para la preparación del Plan de Desarrollo. Y básicamente aquí no es el mismo caso que estábamos viendo en el anterior. O sea, si nosotros vemos lo que llamaron indicador, pues hay sobre todo lo que se refiere a ingeniería de yacimientos, otras ingenierías, inclusive geofísica que tiene que ver ya con el Plan de Desarrollo. Mi pregunta y observación –o sea, no sé qué es, pregunta u observación– es no tendríamos que hacer aquí precisamente una recomendación que antes de hacer estas inversiones tienen que llegar a su convenio o a su acuerdo de unificación porque aquí se estaría asumiendo que Talos es un posible operador. ¿No? O sea, no sé, ya está pues asumiendo gastos que tendrían que estar en un Plan de Desarrollo. No sé, o sea, va a ser la primera vez que haya un proceso de unificación en México y creo que lo tenemos que llevar muy limpio.

O sea, si nos vamos, no sé si es una lámina anterior. Una o dos, donde está el cronograma, exacto, donde está el cronograma. Por ejemplo, hay actividades que no estaban consideradas en su Programa de Evaluación que se están incluyendo de la nada. ¿No? Y entonces tiene que ver con el Plan de Desarrollo ya que es el diseño de instalaciones, o sea, el diseño de ductos, el reprocesamiento. O sea, y si nos vamos al detalle, o sea, aquí porque está muy general, pero si nos vamos al detalle supongo que ya es una caracterización ya de un yacimiento, etc. ¿No?

Entonces, o sea, a mí me preocupa que como lo pasamos tan rápido estemos asumiendo ya algo en esta aprobación con montos que no estaban considerados en el plan y que nos los están haciendo saber en la siguiente lámina. Esta. O sea, aquí están los montos en otras ingenierías, en ingeniería de yacimientos, en todo esto, que son del Plan de Desarrollo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

O sea, no sé cómo. O sea, yo sé que no rebasa el porcentaje a nivel del plan, etc., pero sí la actividad no es correspondiente a la etapa que van. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Fíjese que sí doctora, observamos esa situación. Por supuesto salta a la vista, ya desde el mismo nombre si te ponen ahí ductos pues ya como que salta a la vista. Y ellos mismos también, ellos lo reconocen, eh. O sea, ellos tampoco nos dieron información oculta para que nosotros. Ellos nos dieron información muy clara. ¿Por qué? Por una situación y ahorita sí me gustaría que pues las demás áreas dieran su opinión porque creo que es algo que sí tenemos que analizar bien. El Contrato considera estas tareas dentro de la etapa exploratoria y de evaluación. O sea, ellos no están poniendo ninguna actividad ni tarea que no venga en el Contrato reconocida para que esté aquí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, perdón, nada más interrumpo. O sea, yo creo que sí podrían hacerlo, siempre y cuando el yacimiento no fuera compartido. El problema que aquí estamos en un supuesto de un yacimiento compartido en donde se va a tener que definir a un operador que puede ser Talos u otro. En ese supuesto, o sea, por eso, si fuera un yacimiento donde está dentro de un área, yo no daría esta observación, aunque tuviera estas actividades. Aquí el supuesto es lo que me preocupa y aquí sí tendríamos que checarlo. Sí, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Lo que demuestra también es que tenemos que reescribir o complementar lo que tenemos, porque hoy por hoy no sabemos si es compartido o no. Va a tener que haber una prueba de que es compartido y aquí la pregunta habría que ser cómo se ponen de acuerdo y cuánto tiempo tienen para ponerse de acuerdo. En ningún lado se dice. ¿Qué pasa si el otro nunca perfora y nunca prueba conectividad hidráulica? ¿Puede detener acá o no o está obligado a hacer algo? Y yo no sé si eso en algún lado está escrito de que cuando vea ahí una sospecha de que es compartido, el otro tiene 12 meses para actuar o 6 meses o lo que sea.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, aquí lo único es de que cuando hay una sospecha —una sospecha, eh— de que exista un yacimiento compartido, ya tuvieron que hacer un preacuerdo de unificación, que creo que ya lo tienen. Entonces en esa parte creo que, o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sea, sí van avanzando. A mí, digamos, a mí me preocupa en el momento que estamos y las actividades que se estarían. Digamos, nosotros estamos dando vista de unas actividades que, a toda, ahora sí que a todas luces ya son de desarrollo y pues nos las están dando.

O sea, no es nada oculto pues. O sea, nos las están dando, pero nosotros ahorita vamos a alzar la mano por unas actividades que ya son de desarrollo y creo que no deberían de estar desde mi punto de vista, esa es mi opinión, en un... o sea, en esta etapa nosotros autorizando algo que hagan de desarrollo, o sea, que explícitamente ahí está en esa lámina. Dice en 2020 se incluyen costos para la presentación del Plan de Desarrollo. Pero pues si ya están haciendo el diseño de ductos, ya están haciendo una caracterización del yacimiento, están haciendo procesos para el yacimiento y eso se ve claramente en los indicadores que pusieron ahí. O sea, no es oculto que nos están dando eso. ¿No? Pero a mí me preocupa el voto que vamos a dar, o sea, porque no sé si vamos a contravenir un proceso que ellos están llevando de acuerdo con el operador vecino. ¿No? Sí, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que hay que dejar varios conceptos claros. El primero es que la unificación se da cuando dos propietarios, un asignatario, uno que tiene Contrato, dos Contratos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Dos operadores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tiene dos operadores, tienen el mismo yacimiento. Una cosa es conductividad hidráulica y otra cosa es el yacimiento. Por ejemplo, Abkatún, Pol, Chuc comparten el acuífero, pero son yacimientos independientes. Si hubiera la situación de que tuviéramos ahí, todo es de Pemex, pero si hubiera algún contratista, pues no tendrían que unificar, cada quien podría seguir operando el yacimiento en la forma como fuera adecuada.

Creo que otro concepto es quién es el operador, porque eso lo marca la ley, tiene que haber un operador. Pero no quiere decir que el otro lo hacen a un lado. Operan conjuntamente, eso es algo importante, creo que no se dice. Entonces pues los dos van a operar si es que esto fuera un solo yacimiento. Si no fuera un poco yacimiento, este programa funciona sin ningún problema. Si fuera un solo yacimiento y se comprueba, entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tendrían que venir a traernos un Plan de Desarrollo para los dos. ¿No? Conjunto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con un solo operador.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con uno solo. Ahorita tenemos dos planes, esos dos planes desaparecen y ya viene uno con un operador, el que ellos. También creo que esto hay que decirlo, creo que la doctora lo dijo, ellos tienen que ponerse de acuerdo y si no la Secretaría de Energía aplica los lineamientos y lo define.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nosotros lo definimos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, nosotros damos nuestra opinión y lo definimos. La situación de lo que decía el doctor Moreira que no hay como fechas. Puede ser que el operador de al lado pues no busque el comprobar si hay conductividad hidráulica y entonces estos señores pueden empezar a operar. Cualquiera de los dos. Me estoy refiriendo a una cuestión teórica general, no estoy hablando de Zama específico. Entonces a mí me parece que tal y como está pues deberíamos de votarlo y lo que sí hay que estar muy atentos es de cómo van avanzando con esta prueba de que es un solo yacimiento. Porque en el momento que nosotros sepamos que es un solo yacimiento, entonces pero los lineamientos dicen otra cosa. Los lineamientos dicen que ellos son los que tienen que venir con nosotros y decirnos. ¿No? Entonces bueno, nada más estar atentos de que esto sea un solo yacimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que sí iba, ¿sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que a mí me gustaría recalcar dos cosas. Una primera es el alcance que el mismo operador nos está diciendo de estas actividades. El alcance que ellos nos dicen es que dado que para que ellos presenten el Plan de Desarrollo tienen que declarar la comercialidad del mismo descubrimiento, el alcance que tienen para estas ingenierías básicas y demás es reconocer los costos que deberían incurrir para ese Plan de Desarrollo. Eso es lo que ellos mencionan. Por supuesto, y lo dicen con toda claridad, son actividades encaminadas ya al desarrollo. Me gustaría nada más dejar claro eso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y lo otro pues es que, digo, efectivamente. Aquí ya se nos empiezan a juntar los procesos. Un proceso de planes y seguimiento de Programas de Inversiones con un proceso de unificación en donde efectivamente dentro del proceso de unificación pues se tiene un modelo de cómo ellos tienen que ponerse de acuerdo para la operación conjunta y entonces dentro de esa operación conjunta se reconocen las actividades previas que hayan realizado cada uno por su lado. Entonces estas actividades que está realizando en este caso Talos pues pueden quedar reflejadas en el Acuerdo de Operación Conjunta tanto para actividades como para reconocimiento de costos y demás cosas. Entonces yo no sé si valga la pena hacer la recomendación nada más de que esto se cuide que quede dentro del famoso JOA que se conoce para el posible Acuerdo de Operación Conjunta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo estaría de acuerdo en eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que la recomendación debería de ser que de alguna forma pudieran identificar seriamente si es un solo yacimiento. Y la otra cosa también importante es cuando tienes zonas aledañas que están con la posibilidad de empezar a producir, se pueden compartir las instalaciones superficiales, que es lo que decía la doctora. Decía es que si van a hacer ductos, a lo mejor el ducto va a ser un poquito más grande y pueden compartir. Pero eso está fuera del alcance también de nuestros planes, tendrían que ponerse de acuerdo los operadores. ¿No? Nosotros no podríamos decirle "Oye, utiliza las instalaciones de al lado o pónganse a diseñarlas en conjunto". Ellos lo tienen que decidir, ellos tienen esa responsabilidad y su responsabilidad es bajar costos obviamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ramón, ¿algo qué comentar?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Sí, gracias Comisionados. Sobre ese tema simplemente estábamos revisando los lineamientos para la instrucción de los yacimientos de SENER y estos lineamientos parecen o al menos son muy claros en las actividades que se hacen hasta la unificación de yacimiento y aquellas que se hacen después. Es decir, evidentemente este es el proceso más importante y sí hay una distinción muy importante entre lo que pasa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

antes y después. En el artículo 10 de estos lineamientos se dice que en tanto la Secretaría determine o bueno, todas las vías que hay para determinar ya la resolución de unificación, los asignatarios o contratistas podrán realizar las actividades petroleras que se encuentren establecidas en los planes y programas respectivos aprobados por la Comisión, siempre a cuando no se genere un daño al yacimiento o no se lleve a cabo la regla de captura que es cuando tomas del yacimiento, de la parte que no te corresponde.

Entonces parecería que el espíritu de este lineamiento es que en tanto no se unifique, en tanto no se lleve a cabo la unificación, pues cada uno va por su lado. ¿No? Cada uno hace las actividades que tiene en su plan y se le siguen, se le aprueban actividades. Entonces me parece que eso podría mitigar al menos jurídicamente el riesgo de aprobar esta resolución, más allá de que sí se vean claramente actividades de desarrollo ya aprobadas en este programa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, yo estoy de acuerdo con nuestro abogado. A ver, en línea con eso lo cierto es que hoy no tenemos notificación de la Secretaría de Energía, que es la que nos tendría que solicitar la opinión para efectos de verificar si técnicamente es un mismo yacimiento o no. Y previo a eso, las partes tendrían que acudir ambas a la Secretaría de Energía, en este caso Talos y Pemex, para manifestar esta inquietud de que hay un yacimiento compartido. Entonces no estamos ahí.

Yo creo que esto es en preparación al Plan de Desarrollo. Evidentemente lo que no podría hacer Talos es empezar ya a desarrollar este yacimiento cuando ya tiene un preacuerdo de unificación con Pemex. Pero insisto, no hemos, no estamos ahí. Yo creo que acá, digamos, no habría ningún inconveniente y que el proceso de negociación que tienen Talos y Pemex pues lo sigan llevando a cabo y que Pemex haga lo que tenga que hacer en su área de Asignación y que Talos continúe con lo que tiene que hacer en su Contrato. El Contrato —es un tema importante— le permite llevar a cabo estas actividades dentro de su Plan de Evaluación. Entonces yo creo que no hay digamos ningún riesgo. ¿No? Si bien está en el ambiente, en el aire, todo mundo sabe que están llevándose a cabo estas negociaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero sí hacemos una recomendación. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, si gustan hacemos la recomendación nada más de que se cuide. De todas maneras, me imagino que lo observarán, pero lo dejamos claro que se cuide que estas actividades también se consideren dentro del posible JOA que exista.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Y eso en varias ocasiones, perdón, Lo dice el lineamiento que todas las actividades que se realicen previamente tienen que ser consistentes con lo que pase después.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero previamente es antes de un Plan de Desarrollo, eh. O sea, y aquí claramente. O sea, estas actividades ya podrían considerarse como parte de un Plan de Desarrollo. Esa fue mi observación. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, bueno. Secretaria, nos podría hacer el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.65.007/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L01- A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.65.007/19

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-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020, respecto de las actividades de evaluación y exploración presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L. de C.V. para el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.008/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba, el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L01- A7/2015.

ACUERDO CNH.E.65.008/19

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, 11.1 y 11.2 del contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, respecto de las actividades de evaluación y de exploración, presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R. L. de C.V. relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.009/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.65.009/19

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-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020, relacionado con el Plan de Exploración presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. para el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.010/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado Programa de Trabajo 2020, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., para el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.65.010/19

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, 12.1 y 12.2 del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.011/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por ENI México, S de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.65.011/19

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-R02-L01-A7.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020, relacionado con el Plan de Exploración presentado por ENI México, S de R.L. de C.V. para el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.012/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentados por ENI México, S de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.65.012/19

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 12.2 del contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentado por ENI México, S de R.L. de C.V. relacionado con el citado contrato

II.10 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Andarani-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz de la Dirección General de Autorizaciones 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.- Ingeniero Basurto, buenas tardes.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Muchas gracias doctora. Buenas tardes a todos Comisionada, Comisionados. Efectivamente traemos a su consideración los elementos técnicos generales para la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Andarani-1. Por favor la siguiente lámina.

El fundamento en el cual se basa la atención a la solicitud de autorización y los elementos que hoy traemos están en la Ley de Hidrocarburos, en la cual se establecen las facultades para emitir la autorización para la perforación de pozos. Se tiene también la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en la que se establecen las atribuciones de los Órganos Reguladores. Tenemos el Reglamento Interno



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en la que se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y cada una de las Direcciones de esta Comisión. Finalmente, nos basamos en los Lineamientos de Perforación de Pozos, en los cuales se establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de perforación de pozos.

En la primera lámina que vamos a presentar estamos trayendo a ustedes los elementos generales del pozo y me gustaría iniciar con el mapa que mostramos a la derecha. Si podemos hacer zoom sobre este, para indicar la ubicación geográfica de este pozo. Este pozo se ubica en el estado de Veracruz muy cercano a los límites con el estado de Tabasco y pertenece a la Asignación AE-0133-Cuichapa, de la cual el Plan de Exploración pues fue sometido en esta misma sesión para su aprobación y efectivamente el pozo Andarani-1 es el pozo que será perforado como parte del escenario base de las actividades que están consideradas en el Plan de Exploración. Y este pozo se encuentra muy cercano a los pozos Pedregal-1 y 2. El pozo Pedregal-1 fue perforado en la década de los 30 del siglo pasado. El Pedregal-2 en la década de los 50 y el Grama-1 en la década de los 70. Estos pozos cobran relevancia para el diseño del pozo puesto que atravesaron gran parte de las secuencias sedimentarias que va a atravesar este pozo, siendo estos que llegaron al Cretácico y este pozo tiene objetivos en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, más profundos de los que alcanzaron los pozos referidos.

Otro elemento geográfico importante es el campo Jujo Tecominoacán, del cual el operador petrolero está considerando elementos estratigráficos que pueden o que tienen tendencia hacia la parte de Andarani. En relación con el modelo estratigráfico, pues se espera que como en Tecominoacán se tengan facies de bancos oolíticos para el Jurásico Superior Kimmeridgiano y estos mismos también se observaron hacia el suroeste de la ubicación de este pozo en el Campo Cerro Nanchital, que, si bien no produce en el play JSK, el pozo Cerro Nanchital-101 observó las facies oolíticas que se están buscando hacia el pozo Andarani-1.

Como ven, el sustento que el operador petrolero está presentando sobre el objetivo geológico, bueno, tiene mucha relación con su ubicación geográfica y la cercanía con campos que han cortado el objetivo geológico que se persigue. Adicionalmente, pues obviamente se está perforando el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozo Yaxjut. Este también persigue objetivos en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, sin embargo, tiene condiciones de presión y temperatura distintos como lo vamos a ver más adelante. Y el pozo Vinik-1, que tiene objetivos en el Cretácico hacia el Sur. Y de acuerdo con el seguimiento que se ha llevado en esta Comisión, el pozo ya alcanzó el objetivo geológico y realizará pruebas de producción sobre el objetivo Cretácico. Digamos, esto da relevancia puesto que, como vamos a ver más adelante, el operador estimó una probabilidad de éxito geológico del 15%, pero sin embargo al tener ciertos resultados sobre Vinik pues podría dar mayor certidumbre en relación con el funcionamiento del sistema petrolero en el área. Si regresamos a los datos generales por favor.

El pozo se clasifica como pozo exploratorio en nuevo campo y el objetivo del Jurásico Superior Kimmeridgiano que ya mencionamos se encuentra a una profundidad de 3,093 su cima (metros verticales bajo la mesa rotaria) y va a ser perforada su sección hasta la profundidad total programada de 4,395. Se busca aceite ligero de 40 grados API y se estima condiciones de presión y temperatura normales, siendo la temperatura de 92 °C en fondo y alcanzar una presión de 5,380 psi. El pozo será tipo direccional "J", el cual va a tener un desplazamiento hacia el Noreste de acuerdo con la ubicación en superficie y la profundidad total se desplazará cerca de 1,100 metros. La profundidad total programada, como ya la mencionamos, en la vertical son 4,359 metros y por su componente desarrollada alcanzarán 4,606. Los tiempos considerados para la perforación son 123 días, perdón, de los cuales 73 días están considerados para la perforación, 50 días para la terminación y aquí haciendo énfasis en que estos 50 días comprenden dos pruebas de producción, de las cuales obviamente el operador a lo largo de todo el intervalo del JSK de acuerdo con las evaluaciones petrofísicas pudo identificar dos posibles intervalos de interés.

Los costos ascienden a 469 millones de pesos y estos se distribuyen en 348 millones de pesos para la perforación y 121 millones de pesos para la terminación. Nuevamente aquí aclarando que están consideradas dos pruebas de producción dentro del mismo JSK. Utilizarán un equipo denominado ICMA-888, que tiene una capacidad de carga en el malacate de 2,000, perdón, una capacidad de potencia en el malacate de 2,000 HP y una capacidad de carga en el mástil de 454 toneladas. Un sistema de preventores de 10,000 psi y, considerando los escenarios de máxima



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presión en superficie, pues este sistema de preventores se considera adecuado dado que el peor escenario está oscilando entre los 4,800 psi. El recurso prospectivo asociado es de 61 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y, como les mencioné, hay una probabilidad de éxito geológico, digamos en relación con otros pozos exploratorios, baja. Es del 15%, pero sin embargo con la información que se está obteniendo en Yaxjut, pues tenemos cierto margen de certidumbre en relación con la probabilidad. En la siguiente lámina.

Veremos una descripción muy general del prospecto relacionado con la trampa. Esta es una trampa de tipo combinada. Obedece a un bloque estructural generado por el movimiento de la sal. Como podemos ver aquí en la sección sísmica, hay un domo salino que claramente está afectando las secuencias desde el Mesozoico y varias secuencias del Terciario. Si podemos observar, está muy cercano al pozo Pedregal-2A, el cual se encuentra proyectado en la sección sísmica. Atravesó una falla y este pozo su trayectoria obedece precisamente a la ubicación en superficie y a alcanzar los objetivos geológicos en una posición estructural favorable de acuerdo con la interpretación que el mismo operador presentó para la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano. La trampa se muestra en el mapa estructural que tenemos en la parte derecha del diagrama y, como podemos observar, tiene un cierre contra una columna de sal y en todas sus demás direcciones presenta un cierre estructural digamos natural.

La componente estratigráfica para este prospecto es la presencia de posibles bancos oolíticos, los cuales pues se distribuyen de manera general en los modelos sedimentarios con una tendencia Noreste-Suroeste y pues quedarán determinado una vez que se perfora el pozo si existen este tipo de facies o incluso se tiene la hipótesis de que, si este tipo de facies no se encuentran, puedan estar las facies carbonatadas afectadas por procesos diagenéticos. En este caso, la dolomitización que favorecería el tipo y calidad de roca almacén.

En la misma sección, en sección sísmica se muestra hacia el Suroeste el pozo Yaxjut que está siendo perforado. Y como podemos ver, todas las secuencias que va a cortar hasta alcanzar al Jurásico Superior Kimmeridgiano pues presentan digamos otras condiciones en relación con lo que se está presentando en Andarani. Por lo que, digamos, el operador



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petrolero la información que se pudo obtener, que se pueda obtener de la perforación que está siendo ejecutada pues no es directamente correlacionable, sobre todo por la parte estructural que se están manifestando en las secuencias sedimentarias. La siguiente lámina por favor.

En esta lámina presentamos el diseño del pozo y utilizamos tres diagramas para explicarlo. En el primer diagrama hacia la izquierda tenemos el modelo geomecánico que como vemos en las curvas de presión de poro, que es la roja y su margen de seguridad la curva de fractura que es la azul y su margen de seguridad en líneas punteadas y la sobrecarga, pues muestran condiciones en las que no se observan pues condiciones de sobrepresión considerables que puedan limitar la perforación del pozo. Ahí están identificadas diversas zonas y estas zonas de presión de poro están muy correlacionables con el diseño que se está presentando. El diseño básicamente es atravesar la zona del Terciario que son secuencias del Eoceno básicamente con una tubería superficial de 13" y con la cual para esta etapa se está programando un lodo base agua. Esta primera etapa tiene el objetivo de atravesar los posibles acuíferos superficiales.

Posteriormente, se programó una tubería de 9 5/8"; la primer tubería intermedia y única para este diseño, en la cual se están considerando atravesar las secuencias del Cretácico Superior, Medio e Inferior y atravesar gran parte de las secuencias del Titoniano. Esto, bueno, con la finalidad de poder aislar posibles zonas saturadas de fluidos, sobre todo en el Cretácico en el que generalmente se presentan como rocas fracturadas, naturalmente fracturadas. En determinado momento que se requiera aislar alguna de esta zona de posible aportación de fluidos, el operador petrolero estableció una tubería de contingencia, un liner de contingencia de 11 3/4" y posteriormente se cortaría desde la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano un liner de producción de 7". En caso de no poder alcanzar la profundidad total programada en esta etapa, se tiene considerado un liner de contingencia de 5" que permitiría al operador aislar alguna de las zonas de interés y poder alcanzar la profundidad total programada. Adelante por favor.

Una vez presentados estos elementos técnicos generales, les presentamos que la solicitud de autorización de perforación del pozo cumple con los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

elementos de evaluación que se establecen en el artículo 32 de los lineamientos, que se refieren al cumplimiento del artículo 27 de nuestros lineamientos de perforación de pozos; a que el operador proporcionó los elementos del diseño técnico del pozo; que además acreditaron los elementos que permiten al mismo operador petrolero alcanzar los objetivos geológicos propuestos; y que su diseño permite preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. Además, el pozo exploratorio Andarani forma parte del Plan de Exploración, el mismo que fue aprobado por esta Comisión en esta sesión de Órgano de Gobierno y se utiliza la tecnología adecuada para la perforación del pozo.

Por parte del cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se tiene que con la perforación de este pozo se aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. En caso de tener éxito, se contribuiría con la reposición de reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y nuevamente hacemos referencia al uso de la tecnología adecuada para las operaciones que se requieren para la perforación de este pozo. Sería todo por mi parte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Basurto. ¿Algún comentario? OK. Por favor Secretaria 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.65.013/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Andarani-1EXP.

ACUERDO CNH.E.65.013/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Andarani-1EXP.

II.11 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.

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 Sabido Alcántara de la Dirección General de Autorizaciones 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.- Ingeniero.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Buenas tardes, muchas gracias a todos. Vengo a presentarles el pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP perteneciente a, bueno, de parte del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. La siguiente por favor.

Voy a omitir el fundamento legal, ya que mi compañero el ingeniero Basurto ya lo trató, entonces para agilizar vamos a saltar esa parte. Este pozo se encuentra dentro... es parte del proyecto de inversión Chalabil, específicamente de la Asignación AE-0155. Su clasificación es del 102, que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es un pozo exploratorio en un nuevo campo. Es un pozo en aguas someras que tiene un tirante de 22 metros y sus objetivos geológicos van específicamente al Mioceno Medio. El operador considera dos intervalos de interés, sin embargo, nada más va a evaluar el más profundo, el de 2,930 a 3,240, y el más somero únicamente lo que va a hacer es evaluarlo con posibles manifestaciones de hidrocarburos de gas o de impregnaciones en las muestras de canal que obtenga, además de registros geofísicos.

Lo que esperan encontrar es un aceite ligero de 27 grados API en un yacimiento que esperarían estar viendo con 5,844 psi de presión y 95 °C. Este pozo se va a perforar con una trayectoria direccional tipo "S modificado", es decir que va a entrar ya a la zona de interés con una inclinación de 20 grados. No alcanza la horizontal, se mantiene con una inclinación de 20 grados. Y tiene una profundidad programada total de 3,390 metros verticales equivalentes a 3,750 metros desarrollados. Este pozo está a 70 metros en superficie del pozo Kaa-1, que es su principal pozo de correlación. Sin embargo, en fondo tiene un desplazamiento de 1,200 metros. Es decir que no va, o sea, no está exactamente junto ya en el área de interés. Y ya se piensa en la perforación inmediata el 29 de octubre de este mismo año.

El costo que tiene de perforación es de 22.85 millones de dólares y terminación y abandono de 8.48 millones de dólares, dando un total de 31.33. El recurso prospectivo que esperan es de 45 millones de barriles de petróleo crudo equivalente sin riesgo con una probabilidad del 50%. Para perforar este pozo van a utilizar la plataforma autoelevable Campeche, que es de 3,000 caballos de potencia, lo que le permite perforar hasta 10,800 metros. Tiene preventores de 10,000 psi y 15,000 psi, lo cual es suficiente para las posibles presiones que pudiera tener el pozo en un evento de brote. La siguiente por favor.

La trampa del pozo es de tipo combinada con orientación en su eje principal Noroeste-Sureste y limita contra una falla normal al Suroeste e inversa al Noreste. Este pozo la línea negra, la más marcada, representa el pozo Zaziltun-1EXP y, como les decía, es una trayectoria tipo direccional tipo "S", en donde construimos ángulo a cerca de los 41 grados. Se mantiene tangente hasta que se disminuye otra vez la inclinación hasta 20 grados y aquí están marcados los dos objetivos que habíamos mencionado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en donde nada más van a evaluar con una prueba de presión durante la terminación el intervalo más profundo y este únicamente con registros, muestras de canal o algunas manifestaciones durante la perforación. Y al lado, a los 70 metros, tenemos el pozo Kaa-1 que fue perforado sin buscar este objetivo, fue más profundo, fue hacia el Jurásico. Entonces cuando pasaron, según lo que investigamos en el informe de perforación del Kaa-1. Cuando pasaron por este objetivo, lo único que vieron fueron manifestaciones de gas e impregnación de los recortes y no lo probaron, lo que les daba pie a poder interpretar que este es un buen objetivo para ellos en este momento. La siguiente por favor.

Esta es la ventana operativa, el diseño del pozo que presenta el operador, para los que consideró pozos de correlación, columna geológica y condiciones del yacimiento, además de haber integrado información de velocidades de sísmicas, registros con correlaciones petrofísicas, datos de prueba de producción, pruebas de goteo y demás eventos que ocurrieron durante la perforación de los pozos de correlación, siendo el más significativo el Kaa-1, puesto que está ahí exactamente pues prácticamente a un lado. ¿Verdad? Se aplicaron factores de seguridad al estudio geomecánico que tuvieron y de ahí muestran los asentamientos que tenemos aquí en la imagen a la derecha y observamos que son adecuados ya que con la ventana operativa que incluye su presión de poro, su gradiente de fractura más los esfuerzos y colapso que no solo nos permiten para mantener el control durante la perforación del pozo en cuanto a un brote, sino también la estabilidad del agujero, muestra que es adecuado el diseño, teniendo cuatro etapas de perforación con TR de 30". Bueno, asentamiento de 30", de TR de 30", 20", 13 3/8" y 9 5/8".

Una vez que esté perforado el pozo, durante la terminación se bajará un aparejo de prueba DST con pistolas para disparar el pozo, se medirá el intervalo, se aforará durante una prueba convencional de seis días, lo que les permitirá ver el potencial productivo del mismo y algunos datos petrofísicos de la vecindad del mismo. Una vez terminado, más allá de si es exitoso o no, se contempla el abandono permanente del pozo ya que no hay infraestructura de producción ni tampoco van a utilizar el *mudline system*, que es el que les permitiría recuperar el pozo más adelante. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior podemos decir que cumple con los elementos, bueno, que los elementos de evaluación que revisamos dan cumplimiento al artículo 32 de los lineamientos, puesto que cumple con los requisitos y elementos del artículo 27. Da respaldo y soporte, proporcionó el respaldo y soporte técnico para la selección de su diseño. Acreditó todos los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos propuestos, así como preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. Este pozo en aguas someras, el Zaziltun-1EXP está considerado en su Plan de Exploración que se aprobó hace unos momentos en esta Sesión Extraordinaria, además de que utiliza la tecnología adecuada para la perforación del pozo.

Además, da cumplimiento al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores puesto que acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Y de ser exitoso, va a contribuir a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación, además de que –insistimos– utiliza la tecnología adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos. Y eso sería todo de mi parte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Sabido. ¿Algún comentario? Yo quizá nada más para ser congruentes con los planes y eso en los dos pozos, o sea, en el anterior y en este. Es mencionar el sobredimensionamiento de las plataformas que se van a utilizar. ¿No? Eso creo que lo comentamos, no sé si quedó en su... ¿sí lo metimos?

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí, nosotros consultamos, hablamos con el operador y su respuesta es que es el equipo que tienen disponible. Puesto que ellos dan prioridad precisamente a sus pozos de desarrollo, entonces los equipos propios del operador están enfocados netamente a las actividades de desarrollo y por contratistas es la plataforma que tienen disponible y por eso están recurriendo a ella. Sin embargo, también nos gustaría señalar que pues puede haber un aspecto positivo que revisar al respecto, ya que esta plataforma por la capacidad que tiene permitiría mejorar los tiempos de perforación, quizá disminuir algunas situaciones como cuestiones climatológicas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, o sea, pero sobre todo si tiene 15,000 psi.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- No, pero si lo vemos en capacidad de carga de tuberías, de personal.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, en cuanto a las presiones. ¿No? Acá vamos a tener 4,000 y entonces si necesitamos 15,000 pues está super bien. ¿No? -

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí, bueno, sería por otros temas de logística y operativos, pero bueno, creo que...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero digo, no pusimos esa recomendación que creo que podría ser congruente de dimensionar, digamos, utilizar los equipos de acuerdo. Eso en algún momento que revisamos estos pozos creo que es una recomendación que podríamos hacer. ¿No? No lo pusimos.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- De momento no, pero lo tomamos en cuenta y lo hacemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ojalá que para la otra podamos hacerle caso. ¿No? Muy bien. Podríamos leer la propuesta de acuerdo por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.65.014/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.65.014/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.

II.12 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras de sondeo estratigráfico Bitol-1SON.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra a la ingeniera Lizeth Cruz Roldán de la Dirección General de Autorizaciones 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.- Ingeniera, por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados, compañeros de la Comisión. Con su venia doctora Porres voy a presentar, voy a poner a su consideración la solicitud de autorización para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Bitol-1SON por el operador petrolero Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El fundamento legal es el que se presentó en los dos pozos anteriores, por lo cual voy a permitir omitirlo. Paso a los datos generales. La palabra Bitol está asociada a la cultura maya, es un dios asociado a la creación de la humanidad. Este pozo se encuentra ubicado en aguas someras del golfo de México, aproximadamente a 100 km de Dos Bocas, puntualmente en la Asignación adjudicada mediante el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017. Es un pozo de sondeo estratigráfico, tiene un tirante de agua de 163 metros. Está programado para evaluar ocho objetivos, de los cuales tres se encuentran en el Pleistoceno, uno en el Plioceno Inferior, uno en el Mioceno Superior; uno en el Mioceno Medio, uno en el Mioceno Inferior y el último en el Oligoceno. De estos ocho objetivos, los objetivos principales son del del Mioceno Inferior y el del Oligoceno.

Se espera encontrar un hidrocarburo que va de aceite pesado a ligero de 20 a 37 grados API. La diferencia es porque el aceite ligero es debido a los pozos que se tomaron de correlación y el aceite pesado es por la posible biodegradación de los hidrocarburos en los objetivos más someros. La temperatura de fondo es de 130°C y se espera una presión de 11,071 psi. El pozo está programado para perforarse con una trayectoria direccional tipo "S" para evaluar los objetivos geológicos en una mejor posición. Tiene una profundidad total programada de 5,200 metros verticales, que equivale a 5,305 metros desarrollados. Está programado para iniciar su perforación el día 18 de noviembre y concluirla el 11 de enero, lo cual da 55 días para la perforación e iniciar el abandono el día 13 de enero del 2020 y concluirla el 22 de enero del 2020, lo cual nos da un total de 66 días de actividades.

El costo asociado a las actividades de perforación es de 53 millones de dólares y para el abandono de 5 millones de dólares, dando un total de 58 millones. Se va a perforar con un equipo semi sumergible, el cual tiene una capacidad de perforación de 10,000 metros y una capacidad de tirante de agua de 3,000 con un sistema de preventores de 15,000 psi. En el mapa de la derecha podemos ver dónde se encuentra el pozo. Podemos ver que el pozo Cox-1 está a 37.4 km, es el pozo más cercano. Actualmente se encuentra perforando el pozo Alom por el mismo operador, sin embargo, todavía no tenemos resultados y al terminar de la perforación del pozo Alom se iría la plataforma al pozo Bitol. También podemos ver los recursos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

prospectivos asociados a cada uno de los objetivos, así como su probabilidad de éxito geológico.

En la siguiente lámina vamos a ver la trampa, la cual es una trampa de tipo combinada. Tiene un cierre estructural limitado por una falla normal al Sur, la cual se encuentra asociada al movimiento de la sal y hacia el Norte tiene un cierre por buzamiento. Como podemos ver, la zona es una zona donde se encuentra, hay presencia de sal. Sin embargo, en la sección sísmica podemos que este pozo no atravesará algún cuerpo de sal. En esta área, de acuerdo con los resultados de estudios de riesgos someros, se atravesará una bolsa de gas somero, aproximadamente a 50 metros bajo el lecho marino, por lo cual el operador está programando la perforación de un agujero piloto de 8 1/2". Para la perforación de este agujero piloto el operador utilizará herramientas de LWD y MWD para poder tomar la información de este gas somero. Posteriormente, iniciará con la perforación del agujero principal. Podemos ver también la trayectoria tipo "S" y las fallas que atravesará, la cual la falla de abajo es una falla similar a la que se perforó en el pozo Zama, por lo cual están documentadas y no representan riesgos durante la perforación de este pozo. En la siguiente lámina podemos ver el diseño del pozo, el cual está programado para perforarse en seis etapas.

La primera etapa, la etapa conductora de 36", esta etapa se va cementar a diferencia de otros pozos y seguida de la etapa de 20" que es la etapa superficial. Hay dos etapas intermedias, la primera de 13 3/8", la segunda de 11 3/4" y la etapa productora de 9 5/8" y una etapa de contingencia con un liner de 7" en caso de tener problemas para alcanzar la profundidad total. También vemos la ventana geomecánica. Tenemos en la línea roja la presión de poro, seguida de la presión de pérdida, fractura y sobrecarga. Podemos ver que tenemos una ventana operativa óptima, por lo cual el diseño del pozo se presenta acorde con los resultados de esta ventana. También podemos ver la columna estratigráfica, en la cual están identificados en dónde se encuentran los objetivos asociados a este pozo. Como mencionaba, son ocho y también las fallas que se presentaron.

Y bueno, en la siguiente lámina tenemos que el pozo cumplió con los elementos de evaluación del artículo 32 de los lineamientos. Este pozo fue aprobado en un Plan de Exploración autorizado por esta Comisión en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

noviembre del 2018. Presentó el soporte técnico para la selección del diseño y bueno, durante la perforación de este pozo se tiene considerado obtener información de registros geofísicos, muestras de canal, así como muestras de pared, lo cual va a incrementar el conocimiento del potencial petrolero. Y, de ser exitoso, contribuirá a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Eso sería todo Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniera. ¿Algún comentario Comisionados? Creo que todo muy claro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estamos cansados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O cansados, exactamente. Todo muy claro. Por favor Secretaria 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.65.015/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras de sondeo estratigráfico Bitol-1SON.

ACUERDO CNH.E.65.015/19


Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras de sondeo estratigráfico Bitol-1SON.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:35 horas del día 24 de octubre de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 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

