



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:11 horas del día 22 de noviembre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.1122/2018, de fecha 21 de noviembre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

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 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.
- II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.
- II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A6/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del control de las operaciones de Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

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 Angélica Victoria Hernández, Sudirectora de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

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

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.- Gracias, buenas tardes a todos. Comisionada, Comisionados, me atrevo a presentar el Programa de Trabajo y presupuesto 2019 del contratista Hokchi Energy. Como antecedentes, el contrato CNH-R01-L02-A2/2015 fue firmado el 7 de enero de 2016 por el operador Hokchi Energy y la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Tiene una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva. El esquema fiscal es de producción compartida. El 27 de abril del presente año aprobamos el Plan de Desarrollo y su Primer Programa de Trabajo y presupuesto. En cumplimiento a las cláusulas 9.1, 9.3, 10.1 y 10.3 del contrato, se presenta ahora el Programa de Trabajo y Presupuesto 2019.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a la relatoría. Hokchi Energy ingresó su Programa de Trabajo y Presupuesto 2019 el 28 de septiembre del presente año. El 10 de octubre nosotros le solicitamos información adicional y algunas aclaraciones. El 19 de octubre y el 25 de octubre Hokchi Energy solventó dichas aclaraciones. El área contractual se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 27 km al noroeste del puerto de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco. El objetivo de este Programa de Trabajo y Presupuesto 2019 es iniciar con la construcción de las instalaciones costa afuera y terrestres, el adelanto del proyecto de la inyección de agua, la terminación del pozo Hokchi-4DEL y la perforación y terminación del pozo Hokchi-7. Para esto se requiere una inversión de 396.4 millones de dólares.

A manera ilustrativa se presenta la actividad física para 2019 que incluye la construcción de la Plataforma HES que es un tetrápodo, la construcción de la Plataforma Central HOE que es un hexápodo, la construcción de la planta en tierra, el tendido de los ductos marinos y el cable de potencia y la perforación y terminación del pozo Hokchi-7 y la terminación del Hokchi-4DEL. Estos últimos pozos se encuentran en la plataforma HES.

En esta tabla se muestra el resumen de las actividades principales que va a realizar el operador y la fecha de inicio y fecha de fin. Es importante adicionar que, aunado a las actividades anteriores que mencioné, se va a hacer una reinterpretación sísmica para ajustar la trayectoria de los pozos. Se va a ajustar el modelo estático y el modelo de simulación.

En cumplimiento a la cláusula 9.3 del contrato, el operador presenta el pronóstico de producción. Es importante mencionar que el inicio de producción es en 2020, en el segundo semestre de 2020. Sin embargo, el contrato estipula que tiene que presentar su proyección en cada Programa de Trabajo. En esta lámina se muestra el comparativo del plan aprobado que es la línea morada contra el adelanto de la inyección de agua que es para eso que se está trayendo actividad a 2019. Como podemos ver, hay un volumen adicional de 3.7 millones de barriles de aceite y 0.7 de volumen de gas. Para el presupuesto, cedo la palabra a la licenciada Bertha.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias, gracias ingeniera. Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Como comentaba la ingeniera Hernández, el presupuesto que propone ahora el contratista



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para este año 2019 es de 396.4 millones de dólares. Básicamente los divide entre las actividades petroleras de desarrollo y producción. Para la parte de desarrollo, a donde se lleva la mayor parte del presupuesto global, tenemos que el mayor porcentaje el 80% va a construcción de instalaciones, seguido de la perforación de pozos. En el caso de la producción que tiene el menor porcentaje de estos 396 millones, el 86% va a la subactividad de general.

En tales términos, nosotros podríamos concluir que el contratista en este caso cumple con lo establecido en las cláusulas 10.1 y 10.3 del contrato en cuanto a congruencia con el plan y con el Programa de Trabajo 2019 este presupuesto, a la razonabilidad puesto que estas inversiones de este presupuesto que está proponiendo permitiría llevar a cabo las actividades descritas, es consistente con los requisitos del contrato en cuanto al plazo para su presentación y se enmarcaría en las mejores prácticas de la industria ya que, como en todos los casos de los Contratos de Producción Compartida, también para este presupuesto nosotros hicimos el estudio de rangos de referencia y a nivel subactividad podríamos determinar que todas las subactividades entran dentro del rango que nosotros establecemos. Y sería todo por nuestra parte, gracias.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.-
En cumplimiento a la normativa aplicable, el Programa de Trabajo y Presupuesto 2019 cumplen con el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos: la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Cumple con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, repone las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la Nación y promueven el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. Adicional a esto, cumple con las cláusulas del contrato 9.1, 9.3, 10.1, 10.3 y 13.2.

Derivado del análisis presentado, se emite opinión técnica en sentido favorable con respecto al Programa de Trabajo y presupuesto 2019 asociados al contrato CNH-R01-L02-A2/2015 presentado por Hokchi Energy.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniera. ¿Algún comentario? Si, doctor Moreira por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si se quieren ir por favor al presupuesto. Ahí, ahí, ahí. Si nosotros sumamos el Programa de Inversiones 2019 que son 165.1 más 127.5, que es el adelanto, más 36 que es desfase nos da 328.6. Entonces una de dos, se me hace que ahí hay un error de dedo – una de dos – o en el de 36 que es 26 o en el 127 debe ser 117. Entonces dado que es un error de 10 exactamente, yo supongo que es un error de dedo nada más porque ese número que está ahí no da cuando son más. Te va a dar 328. Pero como el otro comprobando después con la diferencia que es 153, lo que te dice es que probablemente 318.5 sí es correcto, lo que no está correcto es o el desfase o el adelanto.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Si comisionado, en ese sentido le podríamos comentar que lo que sucede es que además de este desfase de inversiones digamos que traemos del 2018 a 2019 y de 2020 hacia 2019 por este movimiento de actividades que comentaba la ingeniera Hernández, la diferencia en el presupuesto respecto a lo que traía Hokchi determinado en el Programa de Inversiones para justo este año no solamente la razón de esta diferencia es este movimiento. Hay también algunos ajustes en los otros costos asociados para las otras subactividades que reportarían la diferencia justa que usted comenta.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, entonces ahí el 318 es correcto.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Los datos que están aquí en la presentación son correctos, pero hay además otros ajustes. La mayor parte es la que se presenta dentro de la gráfica.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto, perfecto, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias doctora. Bueno, como ustedes ven estamos en presencia de uno de los proyectos más avanzados de las áreas contractuales que hemos adjudicado hasta el momento y de la misma forma de una de las inversiones más importantes por lo menos hasta el día de hoy de los proyectos que hemos venido aprobando tanto en las etapas de exploración en las áreas de las Rondas que hemos estado discutiendo. Es un proyecto muy completo y sobre todo describe una de las áreas que han estado teniendo mayor avance y que han estado cumpliendo en los tiempos y con la menor cantidad de observaciones por parte de las áreas técnicas a sus proyectos.

Me quisiera referir nada más a la postura que he mantenido durante la aprobación de estos proyectos en el sentido de que, sin estar en desacuerdo con el Programa de Trabajo y con el presupuesto en el fondo, únicamente por lo que toca a la forma he estado insistiendo en que el presupuesto considero que debe presentarse hasta nivel área, por lo que únicamente yo les haría la indicación de que el dictamen viene a nivel de subactividad y la ponencia, para ser congruente con los votos anteriores, está proponiendo que sea a nivel tarea. Entonces yo lo que le propondría Comisionada es que sometiera a votación el dictamen para efecto de que no haya confusión respecto a los votos de los Comisionados, porque la ponencia está proponiendo algo diferente a lo que establece el dictamen, por lo que yo les propondría que votaremos el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, no hay problema.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- En el caso del presupuesto, sólo en el caso del presupuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, desde luego. No, sí, estamos de acuerdo. ¿Algún otro comentario? Por favor maestro Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionada. Yo sólo quisiera hacer énfasis en la parte de Infraestructura si me ayudas con la lámina cinco. Si bien está previsto la infraestructura para el Plan de Desarrollo de Hokchi, muchas veces los Comisionados han mencionado lo dinámico que puede ser. Ha pasado apenas un año en términos prácticos y deciden iniciar toda la infraestructura. Se ha dado seguimiento por parte de esta Comisión a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividad que se está desarrollando y para poder estar en condiciones de iniciar toda la actividad que está mostrada en pantalla de manera esquemática es necesario trabajar en ingenierías básicas, de detalle, los contratos, la procura de materiales. Entonces todo esto hace que ellos se atrevan a decir vamos a iniciar toda esta actividad para poder iniciar producción en el segundo semestre del 2020, pero necesitamos iniciar. Y entonces adelantan incluso el proyecto de inyección de agua y al darle mantenimiento de presión desde un inicio al yacimiento hay incluso un delta en los perfiles de producción que por ahí se ejemplificó. Entonces este es un ejemplo de los campos, de los proyectos que una vez que los están documentando, revisando y ya puesto en práctica llevar la actividad a una realidad, entonces pueden hacer estas mejoras, aunque sea en pequeña medida.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Precisamente yo quería que nos comentaran un poquito más en cuanto al adelanto de la inyección de agua. ¿Lo tenían previsto para qué año?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 2021 estaba prevista toda la infraestructura. El punto que está aquí en la parte de abajo incluye la toma de agua del mar, el tratamiento en la planta Hokchi de Paraíso y la infraestructura para llevarlo a la inyección. Entonces lo que están haciendo es iniciar a la par toda la actividad. O sea, de una vez ductos, plataformas y la terminación de los dos pozos, lo que está en la lámina. Entonces eso hace que den un pequeño perfil de producción por el mantenimiento de presión inicial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para el 2020, desde luego.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Desde el inicio casi.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Por favor Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo considerando el comentario del Comisionado Acosta.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.66.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2019 relacionado con el Plan de Desarrollo para la extracción de Hokchi Energy, S.A. de C.V., del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

ACUERDO CNH.E.66.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 9.1, 9.3, 9.4 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo para 2019 presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Programa de Trabajo del Plan de Desarrollo para la extracción de Hokchi Energy, S.A. de C.V., del contrato CNH-R01-L02-A2/2015



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.3, y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo para 2019, presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

Después de la adopción del acuerdo, el Comisionado Néstor Martínez Romero hizo algunos comentarios:

“COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, ya que votaron voy a hacer un comentario. En general a nivel internacional no existen campos en los que en el tiempo cero se haga un proyecto de recuperación secundaria y mejorada. Son a lo mejor 10, no sé cuántos a nivel mundial. Esta va a ser la primera vez, si es que se da el programa, en la que en México tengamos esta situación. ¿Qué es lo que sucede generalmente con los operadores? Lo que primero buscan es tener de alguna forma ingresos y más adelante empiezan a tener las inversiones. La Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene como una atribución el validar los Planes de Exploración y de Extracción y fundamentalmente lo que busca es ser el garante de la maximización de valor. Una forma de maximizar el valor es empezar los proyectos desde el inicio y creo que eso es un caso de éxito que no podemos dejar de comentar al público. Si esto se da, seguro que Hokchi Energy o más bien el campo Hokchi va a ser un caso clásico de estudio en las carreras de ingeniería petrolera, los doctorados, las maestrías, porque hay muy poquitos que a nivel del mundo tienen este tipo de visión.

Creo que es importante también comentar que si Petróleos Mexicanos no lo hacía era debido a la falta de los recursos para poder atender a todos los campos. Petróleos Mexicanos tiene aplicando recuperación secundaria por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inyección de agua desde los años 50, posiblemente 1958. El campo Poza Rica tuvo un proyecto de inyección de agua, entonces sí se están dando, pero lo importante es que de aquí en adelante podamos a través de la evaluación de los Planes de Desarrollo visualizar el adelanto de estos procesos de recuperación que finalmente lo que generan es más dinero para el Estado. Y lo vimos ahí en la grafiquita, ya lo comentó el jefe de la Unidad y también la doctora Alma América. Hay un beneficio y ese beneficio generalmente las empresas operadoras pues no buscan obtenerlo porque tienen que erogar y así va a pasar con Hokchi. Hokchi va a tener que erogar y después va a recuperar. Lo que siempre se busca, y es en todos lados en el mundo, es primero obtener dinero y después ya empezar a invertir. Entonces qué bueno que se estén dando las cosas así. Gracias.”

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

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

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias, muchas gracias. Buenas tardes Comisionada. Comisionados, buenas tardes. Efectivamente este contrato nada más quisiera darles unos antecedentes. Es el área 6 de la licitación 1,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ronda 2 de aguas someras. Si recuerdan, fueron 15 áreas licitadas de las cuales 10 se adjudicaron, una de ellas es esta área 6. Se firmó el contrato el 25 de septiembre de 2017 y el contratista PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. es el operador. En consorcio está ESP Hidrocarburos México, S.A. de C.V. Entonces es una modalidad de este contrato, es de producción compartida. Tiene una vigencia de 30 años y esta área 6 se localiza en la provincia geológica Salina del istmo en la cuenca petrolera de las Cuencas del Sureste del Golfo de México en aguas someras a 20 km aproximadamente del litoral del Estado de Veracruz. La superficie de esta área es aproximadamente 559 km² y el tirante de agua es entre 20 y 80 metros. De hecho, de todas estas áreas licitadas, de estas 15, es la más somera, muy pegada a la costa. Y recordarles que el periodo inicial de exploración tendrá una duración de cuatro años a partir de la aprobación del Plan de Exploración. Las unidades totales de trabajo comprometidas son 31,900 y se tiene una inversión total entre un rango entre 87.5 a 99 millones de dólares. Entonces si me lo permite Comisionada Porres voy a pasar la palabra al maestro Rodrigo Hernández para que nos explique la parte técnica de lo que es el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, buenas tardes a todos. Bueno, como ya lo decía el doctor Monroy, esta presentación es para darles algunos detalles adicionales acerca del Plan de Exploración en donde es el operador PC Carigali. Es el área 6 de la Ronda 2.1. Como siempre, pues observamos que se materialice o que es estemos sujetos a la parte normativa, tenemos todo un fundamento legal que sustenta esta actividad desde la propia Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores, los propios lineamientos que nos llevan al proceso que seguimos en estos dictámenes, el contrato que rige a esta área, pues observamos que está dentro del primer periodo exploratorio. Como ven ustedes y lo describía el doctor Monroy es una zona que está muy cercana a la costa en aguas muy someras aquí frente a la parte sur o a la porción sur del litoral de Veracruz. La siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nada más quisiera mencionarles sin entrar al detalle de todo esto. Recibimos el Plan de Exploración a finales de marzo de este año y después estuvimos trabajando con el operador en atención a la prevención que tenían que dar. Tuvimos nuestra parte o nuestra contraparte con Secretaría de Economía y ASEA para verificar que estaban ahí también con los requisitos. Y finalmente de agosto a octubre estuvimos trabajando nuevamente en el plan y se dieron varios alcances de información que modificaban digamos en cierta manera lo que estaba plasmado en este plan. De manera que es hasta el 31 de octubre de este año, hace unos días, que tuvimos la última versión del plan y ahora pues estamos aquí para traer a su consideración este dictamen. La siguiente por favor.

Bueno, ya veíamos que es un área que cubre cerca de 560 km² en el litoral del Golfo de México en aguas someras, particularmente en la cuenca geológica Salina del Istmo. Y hay algunos antecedentes exploratorios, es decir, actividades que ya se habían realizado por el operador anterior, en este caso Petróleos Mexicanos que fue la adquisición de sísmica tanto 2D como 3D. Se había perforado un pozo el Tonatiuh-1 en el año 2005. Se interpretó por supuesto esa sísmica que teníamos ahí y se hizo un modelo de sistema petrolero, se hizo un análisis volumétrico de lo que se tenía en el área. Como ya lo mencionaba el doctor Monroy, estamos en una zona en donde las aguas son muy someras, lo máximo son 80 metros, entonces es algo sumamente somero. Como ven, el resultado de este pozo Tonatiuh-1 fue improductivo inválido de agua salada, entonces no se tuvo hidrocarburo en esa zona. La siguiente.

Bueno, respecto de dónde estamos en la fase exploratoria, nos encontramos claramente en la primera fase, en la evaluación del potencial. Este plan justo lo que busca es evaluar el potencial de esa área, reducir la incertidumbre geológica a través de los estudios que se van a realizar, obtener imágenes lo más claras posibles del subsuelo y evaluar los posibles recursos prospectivos que se encuentren en el área. El operador está presentando un par de escenario que les llaman escenario 1 y escenario 2, en donde la diferencia es que en el escenario 2 podría haber la adquisición de datos sísmicos en un rango que va de 480 hasta 900 km², dependiendo de lo que vayan visualizando en los estudios. Para esta parte de los estudios hay 9 estudios en el escenario 1. Si fueran a tomar la decisión de hacer el escenario 2, estos estudios serían 11 en lugar de 9 y la consideración lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

les mencionaba para llevar a cabo el escenario 2 es que, durante la ejecución de este plan, en los resultados que vayan obteniendo de la interpretación sísmica, sobre todo, pues entonces decidirían si adquirir esta otra sísmica o si siguen con el escenario 1. Gráficamente aquí vemos cuáles son los estudios que se están proponiendo para el escenario 1 y para el escenario 2 y, como ven, hay un estudio de yacimientos clásicos que no está en el escenario 1, así como el modelado del sistema petrolero que tampoco está en el escenario 1 y que sí se darían en el escenario 2.

Esta es la propuesta de la adquisición de datos sísmicos. En el caso del escenario 2 en un rango mínimo, porque veíamos que oscilaba, es lo que está achurado con líneas diagonales. En el caso del escenario máximo, es lo que está dibujado en color morado. Entonces dependerá de cómo vayan avanzando, que será la decisión que tomen para adquirir la sísmica tanto en un área más pequeña o en un área más grande. El área verde que pueden observar en el mapa es la sísmica que ya existe y que es la primera que van a estar reprocesando. Esa fue sísmica ya existente que son algunos cubos que se habían adquirido y que fue lo que mencioné al principio que era la actividad que ya se había hecho por parte de Petróleos Mexicanos. La siguiente por favor.

Aquí ustedes van a ver el cronograma de las actividades que está proponiendo el operador para el escenario 1 y en la siguiente lámina vamos a ver el escenario 2, que, como vamos a ver, es muy parecido. Aquí resaltamos simplemente cuándo fue la fecha efectiva del contrato y cuándo está hoy plasmado en el plan que tendrían algunos resultados de la interpretación sísmica. Como ven hay estudios de gabinete que ya se han estado realizando, estudios geológicos, sobre todo, análisis de integridad de trampa y sello, pero para los siguientes años es donde viene la mayor parte de los estudios. Y el operador sí menciona que perforaría un pozo, no obstante, nos dice que sería entre 2019 y 2021 una vez que los resultados de estos estudios le den pie para reducir la incertidumbre geológica del pozo a perforar. Entonces eso estaría en algún momento de este espacio de tiempo, pero justamente no al no saber todavía con precisión, pues no lo incluyen, pero sí nos dan el rango en el que lo harían. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí lo único que vemos es la diferencia que ya observamos hace un rato que tenemos estos dos estudios, el modelado de sistemas petroleros y el estudio de yacimientos clásticos, y además de la adquisición sísmica que es parte de lo que da pie al siguiente escenario que es el escenario 2, que – como se observa – está justamente una vez que se hagan los primeros estudios y se obtengan los resultados de los estudios que veíamos aquí, pues ya se tomará la decisión si se adquiere o no esa información y en qué tamaño, si se abren hasta los mil y tantos kilómetros o se quedan por 400. Entonces esa es la diferencia entre estos dos escenarios y por supuesto el operador nos informará puntualmente en el momento que decida cuál escenario va a tomar. La siguiente por favor.

Aquí lo que les presentamos es cómo se desglosan las unidades de trabajo de acuerdo con las actividades que está proponiendo el contratista. Las unidades de trabajo del Programa Mínimo eran 1,700, no obstante, hubo un incremento al Programa Mínimo en la licitación de 30,200. Por lo tanto, el contratista debería cumplir 31,900 unidades de trabajo en este contrato. Y se desagregan todas las actividades que estarían realizando tanto con estudios, perforación de pozos y demás. Entonces dada esta contabilidad que tenemos aquí en este lado pues observamos que sí el contratista lograría cubrir de manera suficiente las unidades de trabajo, no vemos ningún inconveniente con que no pudiera darse. Claramente resaltan las 44,000 unidades que serían del pozo. Es decir, si el pozo por alguna razón no se llevará a cabo, entonces sí afectaría demasiado. No obstante, está comprometido. Eso era para el escenario 1. Para el escenario 2 se incrementan las unidades de trabajo, ya son 53,000, sino son 57,000 y eso es porque justamente tenemos adquisición de información sísmica adicional, el reprocesamiento de la información, entonces esto da más unidades de lo que traía en el escenario 1. Sin embargo, en ambos casos se está cumpliendo con lo que contractualmente se tiene. La que sigue por favor.

Como les decía del proceso administrativo que seguimos, pues verificamos con la Secretaría de Economía y con la ASEA. Por un lado, con la Secretaría de Economía la parte de contenido nacional y con la Agencia pues que el regulado tuviera la Clave Única de Registro del Regulado. Respecto al Programa de Transferencia Tecnológica, el operador nos presenta un programa que se resume en tres puntos básicamente, que es proponer



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

algunas soluciones tecnológicas con unas bases de datos, después hacer una comunidad de práctica de contrataciones directas e instituciones locales a través de talleres técnicos y el desarrollo de capacidad acelerada a través de una plataforma que es propiedad del propio contratista, es de ellos. Entonces esta es la parte del Programa de Transferencia Tecnológica que está presentando el operador.

Ahora bien, como parte de lo que estamos trayendo aquí a ustedes, está el Programa de Trabajo. Si recordamos en el contrato está establecido que a la presentación del Plan de Exploración simultáneamente se debe presentar el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto. Entonces esto es lo que tiene asociación con eso, es el Primer Programa de Trabajo que cubre desde la fecha efectiva, perdón, desde la fecha de la asignación hasta ahora, hasta que cierre el primer año que es 2018. Y como vemos, pues está dividido en las subactividades que incluye la actividad exploración: en general, en geofísica, geología, seguridad, salud y medio ambiente. Entonces tenemos actividades prácticamente en todas ellas con recopilación de información, los casos de administración y gestión de actividades y gastos del proyecto. En geofísica pues claramente el pre-procesado y procesado de la interpretación sísmica y todos los estudios geológicos que están divididos en estos dos. Y los estudios de impacto ambiental, auditorías y tratamiento de residuos que están claramente en la parte de medio ambiente. Aquí no presentamos los dos cronogramas para los dos escenarios ya que son exactamente iguales, entonces no tiene sentido presentar los dos. La siguiente por favor. Si me lo permiten, por favor, la maestra Bertha Leonor nos va a ayudar con esta parte.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias. Comisionada, Comisionados, de nuevo. Como comentaba el maestro Hernández, el contratista propone dos escenarios, el primero de ellos por un monto total de 87.5 millones de dólares. La mayor parte de esto, más de la mitad del presupuesto del Programa de Inversiones propuestos, va a perforación de pozos con el 56%, seguido de general con el 18% y de geofísica con el 13%. Gracias.

Por su parte, el escenario 2 engloba una totalidad de 99.1 millones de dólares. También en este caso la mayor proporción del Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Inversiones, perdón, va a perforación de pozos con el 49%, casi el 50%. En este sentido entre el escenario 1 y el escenario 2, como la única diferencia tal cual comentaba el maestro Hernández viene dada solamente por los estudios, solamente hay variaciones en este sentido en el Programa de Inversiones en cuanto a las subactividades de geofísica y geología. Las demás son exactamente los mismos montos para todas las subactividades. En este sentido nosotros a nivel de Programa de Inversiones hicimos nuestro estudio de comparativo de rangos de referencia y lo que les podríamos comentar es que efectivamente todas las subactividades a ese nivel entran dentro de los rangos que nosotros establecemos.

También relacionado con el Primer Programa de Trabajo, el contratista también presenta dos escenarios: un escenario 1 y un escenario 2, donde la variación es, justo como comentábamos, solamente en las subactividades de geofísica y geología. En este caso para el escenario 1 el monto propuesto es de 8.3 millones de dólares, la mitad de este presupuesto va a las actividades de general, seguido de geofísica y de seguridad, salud y medio ambiente. La siguiente por favor. En el escenario 2, por su parte, también propone 9.4 millones de dólares como un presupuesto total para este primer año con el 44% a general, seguido de geofísica, geología y seguridad, salud y medio ambiente. Gracias.

De manera que podríamos concluir que el contratista cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 12.1 de su contrato en cuanto a congruencia con el Plan de Exploración respecto al Primer Programa de Trabajo del periodo de exploración, a que es razonable puesto que los montos propuestos permitirían llevar a cabo las actividades planteadas, es consistente con los requisitos del contrato y se enmarca dentro de las mejores prácticas de la industria. Gracias maestro Hernández, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Bueno, como conclusiones entonces de este dictamen para el Plan de Exploración, vemos que la ejecución de las actividades que se plantean en el documento o en el propio Plan de Exploración están enfocadas en incrementar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo tanto en la adquisición de información como el procesamiento de la que ya existe, además de la perforación del prospecto exploratorio. Claramente otro de los objetivos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues es madurar y jerarquizar los prospectos que se vayan dando o que se vayan localizando a través de la actividad exploratoria. Y la aplicación de las técnicas, metodologías y tecnologías que describe el operador en el plan pues vemos que son congruentes con la etapa de la cadena de valor en la que estamos que es la evaluación del potencial. Y en términos de las unidades de trabajo, ya veíamos cualquiera de los dos escenarios que plantea el operador estaría cumpliendo, estaría cubriendo con las unidades y, como nos mencionaba ahorita la maestra Bertha, pues tenemos una inversión asociada al menos para el escenario 1 que es el más pequeño digamos de 87.5 millones de dólares como mínimo, en el caso del otro es mayor la inversión. La siguiente.

Entonces observamos que el plan es técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas permiten darle celeridad al conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, cumpliendo así con la normatividad, con la regulación, con la propia ley, por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de este dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario Comisionados? Si, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora. Cuando se revisa el diagrama de Gantt se observa que tienen hasta cinco años de acuerdo con el contrato y también hay un Programa Mínimo de trabajo. En general creo que es bien importante decir que cuando se está hablando de exploración hay una incertidumbre de si puede haber hidrocarburos o no haber hidrocarburos. Entonces lo que estamos viendo acá con el plan, con el programa de exploración, con el Plan de Exploración y con el programa, es que están yendo en una forma cuidadosa a definir si puede haber un pozo exploratorio. Y más adelante no tenemos actividades, pero seguramente que, si el pozo exploratorio es productor, todo esto detona. Detona y seguramente la parte del Plan de Exploración no se lleva cinco años. Y lo que quería comentar es que ojalá tengan suerte, encuentren hidrocarburos y que antes de cinco años podamos tener ya dentro de este Órgano de Gobierno una definición del Plan de Extracción que es el que finalmente todos queremos ver porque se traduce en aceite. Pero bueno, habrá que esperar a los tiempos y de acuerdo como hemos visto los operadores, en este caso a PC Carigali, ellos están, en las reuniones que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hemos tenido de trabajo ellos están muy, muy interesados en acelerar todas las inversiones en México.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿No podemos usar otro adjetivo en lugar de viable? Porque yo puedo decir es viable que yo coma hamburguesas todos los días para desayuno, comida y cena. Pues sí, sí es viable, no es recomendable. En este caso lo que estamos diciendo es que ese plan es correcto, es aceptable. ¿Sí? Porque pues viable, muchas cosas son viables y no son correctas o no traen el resultado correcto. Yo sé que es un comentario muy...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, cumple más bien.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cumplen, sí, es aceptable.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De cumplimiento. Perdón, la diferencia entre el escenario 1 y 2 es digamos voy a decir "únicamente" la adquisición sísmica del área, ¿no? O sea, restringida al área. ¿Pero tienen algún detonante para definir si va a hacer la adquisición? Porque en los dos casos van a perforar el pozo que supongo lo tienen ahorita definido como una oportunidad. ¿De alguna manera tienen algún detonante para decir sí voy a hacer la adquisición sísmica para pasar al escenario 2?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, lo que tienen como detonante ellos es, justamente por eso es que la siguiente parte es la adquisición. Lo que nos mencionaron es que dependiendo de los resultados que obtengan del procesamiento y la interpretación de la sísmica, sí tienen buenos resultados pues eso haría que ya la adquisición de nuevas sísmica no fuera necesario. Entonces si tienen buenos resultados en el procesamiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Reprocesamiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- O bueno, el procesamiento e interpretación de la sísmica existente, ya no haría adquisición. Si no fuera el caso, entonces sí tendrían que hacer su adquisición para busca tener una mejor imagen del subsuelo. Ese es el detonante, eso es lo que mencionan ellos: los resultados del reprocesamiento y la interpretación de la sísmica existente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y sin embargo no calendarizan ni en el escenario 1 ni en el escenario 2 la perforación del pozo. O sea, no tienen considerado los tiempos de perforación que tendrían, porque el periodo que ponen de 2019 al 2020. 2020, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- 2021.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿2021? Pues es muy grande, ¿no? O sea, ¿de qué depende que sea en ese periodo tan grande? Porque independientemente que pueda ser en el escenario 1 o en el escenario 2, si es escenario 2, pues ellos terminarían su adquisición sísmica en el tercer trimestre del 2020. Se suponen que podrían empezar a perforar quizá en el primer trimestre del 2021, ahí ya podrían programarlo. Y si es sin adquisición, podrían empezar a perforar en el último trimestre. En el último cuatrimestre, ¿no? Trimestre del 2019. ¿Pero dieron alguna razón por la cual no lo programan?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- ¿Por qué no programan el pozo?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si programan el pozo en cualquiera de los dos escenarios dado que sí tienen programadas las demás actividades, inclusive tienen programado el análisis de núcleos, cortes post pozos, todo el análisis post perforación yo diría. Si, ingeniero.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- Si se pudiera, nos podemos ir al cronograma del escenario 2.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O escenario 1, ese por ejemplo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- No, del escenario 2. Ahí. Si bien tienen descrito ahí lo que es el reprocesamiento de la sísmica y la interpretación de la sísmica, que es el detonante para ir al escenario 2, ahora bien, no olvidemos que la adquisición sísmica entraría al escenario 2 también, el cual empieza en el 2019 tentativamente en el tercer trimestre y se extendería hasta el 2020. Ese lazo que está ahí considerado incluye lo que es la adquisición sísmica y el procesamiento. Ahora bien, los datos que se tengan o los resultados que se tengan del reprocesamiento de la sísmica 3D que se tiene un poco más arriba, ahí y conjugado con los datos que se tengan de la adquisición sísmica, nos dará mejor imagen, nos dará mejor resultado para tener una base y poner en cronograma el pozo. Por lo tanto, el pozo podría esperarse en el 2020. Si bien el operador lo abre a dos años, podría esperarse en el 2020 después de la adquisición, después de los resultados del reprocesamiento y después de los resultados de la interpretación sísmica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente era lo que yo decía. O sea, en el escenario 2 es probable que lo hagan en el cuarto trimestre del 2020, primer trimestre del 2021. O sea, aquí está un poquito más acotado que se pudo haber programado. Pero si nos vamos a una lámina anterior, aquí el periodo, o sea, si fueran por ese escenario en realidad después de los análisis que puedan estar haciendo del reprocesamiento, el periodo – como bien lo comentó el doctor Martínez – está muy, muy amplio para perforar el pozo que estaría desde el cuarto trimestre del 2019, todo el año 2020 y los dos primeros trimestres del 2021. Esa era la pregunta que yo decía para el caso del escenario 1, si le dieron alguna razón por lo cual esperarían casi dos años para perforar el pozo en el escenario 1.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En el escenario 1 no. Quizás sí hubiera sido deseable que el contratista pusiera ahí cuándo iba a perforar el pozo en cada escenario. Porque no es que se vaya a esperar hasta el 2020 o 2021. Ellos iniciarían la perforación al tener buenos resultados, en este escenario al tener buenos resultados. Lo que pasa es que como solamente es un solo pozo quisieron cubrir con ese pozo los dos escenarios y pusieron el rango tan amplio. Entonces pero efectivamente yo creo que sería más claro que tuviera ahí la calendarización del pozo. No obstante, no lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentaron así, sino que ellos presentaron el rango y nosotros pues evidentemente no quisimos ponerle nada que ellos nos dijeron.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, desde luego. Pero pensé que les había dado alguna razón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente como es un plan dinámico, si el pozo se perfora en el año 2019, el análisis de los núcleos y cortes post pozo no va a ser en 2021. Todo tendría que cambiar. Y mi planteamiento positivo era ojalá y rápido puedan terminar la etapa de exploración para empezar en la extracción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O cuando menos la evaluación pues.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro, con toda la evaluación. Claro, por supuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Secretaria, nos haría el favor de leer las propuestas de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.66.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.66.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.66.004/18

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

ACUERDO CNH.E.66.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

Órgano de Gobierno

Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria

22 de noviembre de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.66.005/18

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

ACUERDO CNH.E.66.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Gracias, pues continuamos. Estamos viendo la misma área, solamente que también para recordar que en el contrato se establece la obligación para que los contratistas den el Programa de Trabajo y su presupuesto asociado para el siguiente año a más tardar el 30 de septiembre. Entonces este plan si recordamos se aprobó el 25 de septiembre. Perdón, este plan se acaba de aprobar, es que es el otro el que sigue. Y entonces el contratista nos presentó su Programa de Trabajo para el siguiente año, entonces también revisamos pues que cumplimos con toda la normativa para este proceso, particularmente en la parte que les mencionaba en las cláusulas del contrato que obligan a que se lleve a cabo este proceso porque recordemos que es un Contrato de Producción Compartida y aquí se debe de aprobar el presupuesto además del Programa de Trabajo que va asociado con el mismo. Ya detallamos dónde está el área. Nada más aquí la diferencia es que aquí ya como antecedentes tenemos las actividades que ya se han hecho al amparo del contrato que es la interpretación de información sísmica que no se ha terminado si no que está en proceso y también está en proceso dos estudios exploratorios que se están llevando a cabo. La siguiente.

Este es el cronograma que acabamos de ver que se aprobó en el Plan de Exploración tanto en su escenario 1 – la siguiente por favor – como en el escenario 2. Y la siguiente por favor, ahí está bien. Este es el programa específico nada más para 2019. Entonces lo que vemos es que están detallados por actividad petrolera que estamos en exploración y subactividad petrolera. Aquí una de las diferencias que existen es que ya hay un seguimiento de las actividades que ya nos mencionaban en general de administración y gestión de actividades, el pre-procesado de la información sísmica que se adquirió como parte del paquete de datos en la licitación, los estudios geológicos que ya les mencionaba que están en proceso. Hay suministro de materiales que se da a partir de este año ya para la perforación y los estudios de impacto ambiental, de seguridad y tratamiento de residuos que están cargados a la parte de seguridad, salud



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y medio ambiente. Estas son las actividades que están incluidas solo en el Programa de Trabajo del 2019 y que, como vimos en el Programa de Trabajo de todo el plan, pues tienen una estrecha correlación. No hay ninguno que no esté considerado dentro del Plan de Exploración que se acaba de aprobar hace unos momentos. Bueno, si me lo permiten la maestra Bertha tiene los detalles del presupuesto para el 2019 por favor.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias. Comisionada, Comisionados. Con relación al año 2019, el contratista en este caso propone los mismos montos que traíamos para ambos escenarios respecto a lo establecido en el Programa de Inversiones que se acaba de aprobar. De manera que en el primer escenario tenemos un total de 12.5 millones de dólares como presupuesto propuesto para el 2019 repartido entre la actividad de suministro de materiales como comentaba el maestro Hernández en cuanto a la subactividad perforación de pozos, en los estudios de geofísica, geología y en general. Para el escenario 2 – la siguiente por favor – el monto es de 13.4 millones. Aquí la diferencia como habíamos comentado desde el Programa de Inversiones, la diferencia en este caso solamente se da en la subactividad geología respecto a los estudios. También en este caso se distribuye el presupuesto en cuanto a perforación y a los estudios, a geología geofísica, además de en general.

En este sentido, dado que también hicimos nuestros estudios de rangos de referencia a nivel subactividad para este año en particular, las actividades propuestas y los montos asociados entran dentro de nuestro rango. De manera que podríamos concluir que este presupuesto del año 2019 cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 12.1 del contrato en cuanto a congruencia, a razonabilidad, a consistencia con los requisitos del contrato y a que se enmarca dentro de las mejores prácticas de la industria. Sería todo de nuestra parte, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, referente entonces a las conclusiones de este Programa de Trabajo, pues como hemos visto en este documento y en lo que les presentamos pues es adecuado lo que plantean en este año para continuar con las actividades de evaluación del potencial en el área; cumple además con los términos contractuales que se tienen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pactados; y que la aplicación de las tecnologías que se están usando son enfocadas a continuar conociendo el subsuelo. Justamente esa estrategia que ha planteado el operador pues permite darle mayor certidumbre al conocimiento que hay en el área y además pues las actividades que van a realizar por supuesto contabilizan unidades de trabajo. Por lo tanto, la siguiente por favor, vemos que este Programa de Trabajo se advierte que cumple con lo establecido en el contrato, aunque ahí dice que es viable, pero cumple. Además de que cumple con todo lo que está establecido en la cláusula tanto la 10.1, 10.4, 10.5, 12.1, 12.2 y 15.2 del contrato y en los propios anexos que regulan el proceso para aprobar estos programas de trabajo. Por lo tanto, sometemos a consideración su aprobación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Yo sí tengo una pregunta. ¿En esta parte hay una actividad de adquisición, adquisición sísmica?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Adquisición de sísmica no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿quiere decir que se van por el escenario 1?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Pues no es explícito digamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues sí sería explícito, ¿no? Porque en el 2019 había la adquisición sísmica en el escenario 2.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- Lo que pasa es que lo que tenemos en la lámina de las actividades tenemos en este caso los suministros y materiales, tenemos en los estudios de geología y geofísica, pero si recordamos la adquisición sísmica terminaría hasta en 2020.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Empezaría. No, pero empezaría.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- Lo que podemos esperar es de que el operador recalendarizaría sus actividades y estas podrían irse un poco más allá del año 2019.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no están consideradas para el 2019 en el presupuesto que presentaron.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, es pregunta, perdón. No es aseveración. O sea, mi pregunta es: ¿están calendarizadas para 2019 las actividades de adquisición sísmica?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- En inversión no la tenemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No. Lo que sucede es que justamente en esa lámina y quizás fue algo que falta mencionar, porque recordemos que estos Planes de Exploración pues entraron con un calendario y en el proceso que hemos llevado pues esos calendarios se tienen que actualizar. Claramente si nos actualizan el calendario esto se vuelve un ciclo que nunca termina. Entonces por eso siempre ponemos, le decimos al operador en los dictámenes que tienen que recalendarizar sus actividades porque claramente aquí hay algunas actividades que en el calendario original debían haber sucedido, no obstante, no han sucedido. Entonces eso es probable que haga que este estudio, bueno, la adquisición sísmica que iniciaba a mediados del siguiente año, se mueva hacia hasta el 2020. Lo que sí es un hecho es que no está considerado en el presupuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No está. O sea, la respuesta es que no está.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- La respuesta es que no está. No obstante, recordemos también que en el contrato establece que, en caso que ellos aceleraran las actividades, pueden venir a modificar su programa y presupuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, gracias. Por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un detalle que se puede observar en reprocesamiento de la sísmica 3D. Está en los primeros tres trimestres de 2018, después hay un espacio en blanco en el primer trimestre de 2019 y después continúa en trimestre dos. Eso generalmente no se da así, se da como se da como una actividad continua. No sé si haya algún problema ahí con la lámina.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO GUILLERMO PAULINO GUERRERO OLIVARES.- No. El reprocesamiento de la sísmica 3D que está ahí para el 2018, como se observa, ahí se terminaría y se deja un espacio tiene el operador en el cual lo que puede es calibrar la información con los resultados del procesamiento AVO y de la inversión sísmica y podría ahí ya tener mucho mejor las imágenes con esos dos estudios.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, pero el problema es que el AVO está en el segundo trimestre de 2019, no está en el primer trimestre de 2019. Sería válido el comentario pues si esto estuviera para el tercer trimestre de 2019, por eso veo que ahí hay un problema. Pero bueno, no tiene mayor importancia, habría que revisar bien que lo tengamos en forma correcta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, lo revisamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? Nos podría leer la propuesta de acuerdo por favor, las propuestas.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.66.006/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2019 relacionado con el Plan de Exploración de PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.006/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo para 2019 presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.007/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración de PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.66.007/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo para 2019, presentado por PC Carigali México Operations, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo para 2019 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

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

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

“TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias, buenas tardes nuevamente. Si pueden poner la presentación por favor. Nomás los antecedentes de este contrato pues es igual, es el área 7. Es muy contigua al área 6 que acabamos de ver, está al noreste, un poco más en aguas más profundas, pero sigue siendo aguas someras. Entonces el operador es Eni México, S. de R.L. de C.V. y está en consorcio con Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B7, S.A.P.I. de C.V. Recordamos es un Contrato de modalidad de Producción Compartida. La fecha efectiva de firma del contrato fue el día 25 de septiembre de 2017 y tiene una vigencia por 30 años a partir de la fecha efectiva. Igual se localiza en las Cuencas del Sureste frente al litoral de Tabasco, poco más alejado más o menos a 80 km de la ciudad de Coatzacoalcos. La superficie son aproximadamente 590 km². Entonces de la misma manera el periodo inicial de exploración pues tendrá una duración hasta de cuatro años. Las unidades de privada a las cuales está comprometido el operador son de 78,100 y la inversión puede alcanzar hasta 53.5 millones de dólares. Aquí el operador – vamos a verlo más adelante – también propone dos escenarios, la perforación de dos pozos en un escenario base un pozo adicional en un escenario incremental. Entonces, con la venia de la Comisionada Porres, pasaría la palabra al maestro Rodrigo Hernández para que nos explique el dictamen por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Bueno, como lo refería ya el doctor Monroy, justamente estamos en el área 7 de la Ronda 2.1. Este es también un Programa de Trabajo para 2019, justo como el que acabamos de ver para PC Carigali. Entonces ya revisamos como siempre que tenemos el fundamento legal que se cubre, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores, el propio reglamento de la Comisión, los lineamientos que regulan el proceso y las cláusulas del contrato que nos llevan a este. Entonces para ubicarnos esta es el área 7 y está contigua a diversas áreas contractuales y asignaciones. Al norte está un área de la Ronda 2.4 de Repsol, al noroeste está una asignación de Pemex, al oeste esta un contrato de Eni justamente de la Ronda 3.1, al sur hay otro contrato de la Ronda 3.1 de PEP, al oriente está un contrato de la 2.1, en este caso el área 8 de PEP. Entonces como ven es un área que está bastante poblada digamos, es interesante justamente por las características geológicas que tiene. La siguiente por favor.

Entonces nos ubicamos justamente frente al litoral de Tabasco en las Cuencas del Sureste, de la provincia de las Cuencas del Sureste. Las actividades que ya se han realizado en el área pues es de la compra que se tuvo de la sísmica, se está haciendo el reprocesamiento sísmico, la interpretación regional de los horizontes que se ven en la sísmica, los estudios y análisis de AVO, estudios estructurales, sedimentológicos y de geopresiones, análisis de eficiencia de fallas, modelado de sistema petrolero y se están empezando a generar y madurar los prospectos. En el mapa de la derecha ustedes van a ver algunas de las zonas que ya están visualizándose como prospectivas. El área cubre 590 km², un poco más de 590 km² y los tirantes de agua, como decía el doctor Monroy, esta área está más al norte, entonces está más profunda. Ya llega en algunas zonas supera hasta los 550 metros, perdón, los y 500 metros que sería ya como aguas profundas. Sin embargo, la mayoría del área claramente es en aguas someras.

Para recordarles, este es el Plan de Exploración del que deriva de este programa para 2019 fue aprobado el 25 de septiembre de este año y este fue el plan, el cronograma que quedó aprobado con ese plan. Entonces aquí venían las actividades de estudios exploratorios, las actividades geofísicas, la perforación de los prospectos que – como nos refería el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

doctor Monroy – en el escenario base considera la perforación de dos pozos en diferente orden. Puede ser primero este Ixchel y después Yatzil o bien al revés Yatzil y luego Ixchel y el escenario incremental sí necesariamente nos lo ponen como un tercer pozo que sería el Ehécatl. Esto fue lo que ya se aprobó, los traemos solamente como una referencia para tener claridad de cómo estamos haciendo el análisis con respecto a lo que está aprobado en el plan con lo que se presenta en el programa para el siguiente año. Entonces la siguiente por favor.

Aquí ya vemos las actividades referidas únicamente al año que nos concierne, 2019. Entonces están los estudios de geología y geofísica para todo 2019, destacando que continúa el reprocesado sísmico y toda la parte que tiene que ver con los atributos y la inversión sísmica, todo lo que tiene que ver con información geofísica. Y después estudios geológicos que se darían justamente de la toma de muestras del pozo que se espera perforar y que, pues ojalá que les vaya bien, tengan los fluidos de hidrocarburos y muchos de estos estudios justamente dependen de esas muestras. Y el estudio sedimentológico deposicional de ambiente que ese sí se hace independientemente de las muestras del pozo. Está calendarizada la perforación del pozo con los estudios de riesgo somero previos a la perforación, después de la perforación del pozo. Y finalmente inician los estudios para la perforación del segundo pozo hacia el final del año. Por supuesto en el caso, aquí quedan como actividades a realizar en el escenario incremental pues claramente en el caso del éxito en este pozo algunos estudios que se harían si hay éxito en este pozo, algunos otros que definitivamente se dan como la interpretación sísmica post descubrimiento que es volver a los modelos que se tenían para calibrar toda la información que se obtuvo de este pozo para volver a hacer algunos estudios. Claramente entonces el modelado del yacimiento se da sí solo sí pues hay un éxito exploratorio.

Viéndolo desde el punto de vista de las actividades del Programa de Trabajo en las categorías que tenemos, están todavía todas en la actividad de exploración y como subactividad tenemos general, geofísica, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, seguridad, salud y medio ambiente. Aquí por supuesto está totalmente detallado cada una de las tareas que se van realizando en cada uno de estos elementos desde la administración del proyecto, en geofísica lo que ya decíamos del pre-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

procesado y procesado de la información sísmica, los estudios geológicos que referíamos y para la perforación del pozo todos los estudios de preparación del área, los servicios de soporte, la realización de pruebas de formación, el suministro de los materiales. Y en el caso de la ingeniería de yacimientos, pues la delimitación del mismo, la caracterización de los yacimientos. Y esta de seguridad, salud y medio ambiente donde claramente están los estudios que se hacen referentes al estudio de impacto ambiental, las auditorías de seguridad y prevención de detección de incendios o fugas de gas.

Respecto a las unidades de trabajo. Para recordar, en el anexo 5 de este contrato se establece un Programa Mínimo de Trabajo de 2,700 unidades y en este caso también hubo una propuesta de incremento al Programa Mínimo de 75,400, por lo que contractualmente se deben de cumplir 78,100 unidades de trabajo. Hasta ahora se tiene una contabilización de 2,700 unidades de trabajo y, con las actividades que se desarrollarían en el siguiente año con este programa, se podrían desarrollar o podrían acreditar otras 48,387, por lo que la contabilización llegaría a poco más de 51,000 unidades, con lo que se ve el progreso que tendría la actividad exploratoria en esta área tendiente a cumplir obviamente con el Programa de Trabajo sin que esté considerado todavía la perforación de los otros pozos. Ya cuando se perforen claramente esto excederá las unidades. La siguiente por favor. Bueno, si me lo permiten, de nuevo la maestra Bertha tiene los detalles para el presupuesto asociado con estas actividades de 2019.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, LICENCIADA BERTHA LEONOR FRÍAS.- Gracias. Comisionada, Comisionados. Como comentaba el maestro Hernández, el contratista propone dos escenarios con dos alternativas. En este caso en esta lámina estamos presentando la alternativa 1 para ambos escenarios, para el base y para el base más el incremental. En el presupuesto del escenario base en esta alternativa la propuesta es de 36.6 millones de dólares. El mayor porcentaje de esta propuesta se va a la perforación de los pozos con casi el 80%. Para el caso de la misma alternativa (la 1) considerando el escenario base más el incremental, la propuesta suma 38.95 millones de dólares. En este caso también la mayor parte de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión se va justo a la perforación de pozos con el 74%. La siguiente por favor.

Para la alternativa 2, justo también tenemos dos escenarios. En este caso para el escenario base la propuesta es de 51.3 millones de dólares, igual la perforación de pozos se lleva la mayor parte del presupuesto. Y para el escenario base más el incremental la propuesta es de 53.6 millones de dólares. Igualmente, la perforación de pozos se lleva más del 80% de esta propuesta. En este sentido les comentamos que, además de nuestro análisis de rango de referencia para todas las cuatro propuestas digamos contenidas en las dos alternativas y los dos escenarios, también hacemos este estudio, este análisis. No es un estudio, es un análisis para determinar si el impacto de esta propuesta modificaría en algo el global del Programa de Inversiones y saber si hay alguna actualización respecto al artículo 40 de Lineamientos de Planes. En este caso no, la diferencia siempre es cero, es el mismo monto propuesto para el año 2019, es el mismo que traían en el Programa de Inversiones presupuestado justo para este año. Entonces en ese caso podríamos concluir que el presupuesto propuesto cumple con los requisitos establecidos en la cláusula 12.1 y 12.2 del contrato en cuanto a congruencia, razonabilidad, consistencia y respecto a que se enmarca dentro de las mejores prácticas de la industria. Eso sería todo de nuestra parte, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias maestra. Bueno, las conclusiones que tenemos para este Programa de Trabajo es que lo que nos está presentando el operador para llevar a cabo en 2019, claramente como lo observamos, están en consistencia con lo que se aprobó en el plan, por lo que darían continuidad a la etapa exploratoria en la que se encuentran que ahora es evaluación del potencial y podrían entrar a la etapa de incorporación de reservas con la perforación del pozo. En el caso de tener éxito, entrarían a esta segunda etapa. Por supuesto la adquisición de la información y los trabajos que están haciendo son tendientes a reducir la incertidumbre geológica del área e identificar zonas potenciales de contener hidrocarburos y, como les mencionaba hace un momento, pues las actividades que están realizando que están planteando realizar en 2019 tendrán un buen impacto en las unidades de trabajo ya que nos llevan a poco más de 51,000 unidades de las 78,000 que tienen que cumplir con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la perforación apenas de un pozo de los dos o tres que se podrían perforar en esta zona o en este bloque. Por lo tanto, el Programa de Trabajo vemos que cumple con lo que está planteado en el contrato en todas sus cláusulas que aplican por supuesto, la 10.1, la 10.2, la 10.4, la 12.1, 12.2, 12.5, 12.6 y 15.2 y también así en el proceso que cubrimos con los lineamientos que regulan esta actividad. Por lo que consideramos, por lo que sometemos a su consideración la aprobación del Programa de Trabajo y presupuesto asociado. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Alguna pregunta Comisionados? Yo solamente, o sea, a lo mejor es por las actividades. ¿En qué momento vamos a saber sobre qué se fueron? Porque según las actividades el estudio de riesgos someros para la ubicación del primer pozo ese sí es en enero. ¿Entonces en algún momento pues pronto en el año vamos a saber sobre qué escenario estarían yéndose?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. Lo que quedó establecido en la aprobación del plan fue que en cuanto el operador tuviera la decisión sobre cuál escenario tomar, nos lo tenía que comunicar de inmediato. Claramente sí tendría que ser muy temprano en el siguiente año.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, muchas gracias. Bueno, por favor Secretaria Ejecutiva nos podría leer las propuestas de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.66.008/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2019 relacionado con el Plan de Exploración de Eni México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.008/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1, 10.2, 10.4 y 15.2 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 para 2019 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

Por lo que respecta al presupuesto el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.66.009/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Programa de Trabajo para el Plan de Exploración de Eni México, S. de R.L. de C.V., del contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.66.009/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A7.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo para 2019, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A6/2015.

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

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Gracias, buenas tardes Comisionados, Comisionada. Ok, si podemos pasar a la primera por favor. En términos generales la presente modificación del Plan de Desarrollo está asociada al contrato CNH-R01-L03-A6/2015, el cual si recordamos se firmó el 10 de mayo del 2016 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Diavaz. Tiene una vigencia de 25 años, es un Contrato de Licencia y asimismo fueron aprobados tanto el Plan de Evaluación como el Plan de Desarrollo en 2017. De igual forma en cumplimiento con la resolución CNH.E.54.001/16, criterios generales de licitación CNH-R01-L03/2015, se debería presentar la modificación al Plan de Desarrollo posterior al término del periodo de evaluación.

En consonancia con lo anterior en la relatoría, el contratista Diavaz Offshore presenta la modificación al Plan de Desarrollo el 30 de julio del presente año. Se emite la prevención el 20 de agosto y se subsana por el contratista y el 4 de septiembre. Posteriormente, se declara la suficiencia



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y el día de hoy estamos ante ustedes para presentares la modificación al Plan de Desarrollo. En términos generales, la característica del área contractual se localiza al noreste del Estado de Chiapas en los municipios de Ostucán y Reforma a 76 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Como podemos ver, el yacimiento principal que se tiene en Catedral es de gas y condensado, el área es de 58 km². El año de descubrimiento fue en 1991, se empezó a producir en 1992. Tiene una profundidad promedio de 2,500 metros verticales bajo nivel. Tenemos una porosidad del 22%, una permeabilidad que ronda alrededor de los 36 mD. Tenemos una gravedad API de 54 grados, una presión inicial de los 299 kg/cm². Al día de hoy se tiene una presión de 211 kilos y la presión de rocío fue de 271 kg/cm².

Asimismo, como se puede ver en pantalla, se tuvieron diferentes fases durante la explotación del campo, donde podemos ver que al inicio de la producción empezó en 1992. Posteriormente llegó a su pico de producción en 1998, donde se tuvo una producción máxima de 9.71 mil barriles de condensado y 166 millones de pies cúbicos de gas. En 2007 se tuvo el cierre de todos los pozos debido a una contingencia ambiental, el huracán Dean, de los cuales solo se restablecieron 8 de los 12 pozos que se tenían produciendo. En 2011 se observa que empieza un incremento en la presión o en la restauración debido al empuje hidráulico, es decir, por el avance del acuífero y en 2016 se firma el contrato. Como ahí podemos ver, en 2016 tenía una producción muy pequeña en comparación con lo que teníamos en el histórico y al día de hoy estamos en 2018 presentando lo que va a ser la modificación del Plan de Desarrollo.

¿Cuál es la justificación para la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo? Como ya les anticipé, es en cumplimiento a la resolución CNH.E.54.001/16. Asimismo, porque se va a tener mayor inversión y gastos de operación y el incremento de producción y volumen a recuperar. Si lo viéramos en términos del artículo 40, fracción segunda, estaremos viendo en el inciso a) de las modificaciones en alcance del plan cuando el avance y el estado en el que se encuentran los yacimientos presentan un cambio en la estrategia de su extracción, por lo cual se van a detonar lo que son 12 reparaciones mayores que van a conformarse en reentradas, asimismo en toma de información. Se va a tener una inversión de 41.1 millones de dólares, un gasto de operación de 32.4 millones de dólares para recuperar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un total de 2.1 millones de barriles de condensado y 74.8 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Ok, el análisis respecto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos. Vemos que tenemos el análisis de las comparativas de las alternativas que el contratista presenta, en este caso son tres de las cuales dos versan en que se tiene la ocupación de 12 pozos. La primera es durante la perforación de 11 pozos más una reentrada. La alternativa 2 son 5 reentradas y la alternativa 3 son 12 reentradas. ¿Esto por qué varía? Porque del análisis durante el Plan de Evaluación detecta la utilidad de cinco pozos. Posteriormente de las actividades que fue la ejecución de la perforación de un pozo y la reparación del Catedral-43 ve oportunidades y es lo que hace que se eleve el número de oportunidades a 12 los pozos que podrían tener como utilidad. De ahí lo que vemos es que la alternativa 1 y la alternativa 3 tienen más o menos el mismo volumen a recuperar a diferencia de la alternativa 2 que es a la disminución de lo que tienen de actividad física. Como se puede ver, los gastos de operación son similares entre la alternativa 1 y la alternativa 3. Sin embargo, donde se ve impactada esta es en cuestión de las inversiones. La alternativa 1 tiene una mayor inversión derivada que se están viendo 11 perforaciones. Lo que es la alternativa 3 se tendría una menor inversión en cuestión de que están utilizando pozos preexistentes derivados del análisis que tuvieron durante la evaluación y se tendrían 41 millones. En cuestión de las tecnologías, como les comenté, la alternativa 1 es una conjunción entre perforación y reentradas y la alternativa tres son básicamente reentradas a partir de pozos existentes, lo cual al final tenemos VPN en el caso de la alternativa 1 de 173 millones de dólares antes de impuestos y para la alternativa 3 de 188. En este caso la alternativa seleccionada por el contratista y que se analizó es la alternativa 3, la cual presenta mayor valor presente neto antes de impuestos y después de impuestos.

De igual forma podemos ver en pantalla cuál sería el perfil de producción asociado a las tres alternativas, las cuales inician en 2008. Ya se tiene un pozo perforado y se estarían perforando las dos reentradas. Empezaría aquí la producción, empezarían a entrar los pozos, alcanzaría su pico en 2020 para después declinar. Como vemos, el volumen es muy similar a recuperar, simplemente cambia la estrategia entre que ocupan pozos preexistentes o los perforan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

Asimismo, derivado de la evaluación previa que se tuvo por parte del contratista, se pudo dar un redimensionamiento al volumen original del pasar de 716 miles de millones de pies cúbicos que se tenían como volumen original a 837 y que es lo que está presentando el plan modificado. Asimismo, de condensados de 37 millones de barriles a 52 millones de barriles. ¿Esto derivado de qué? De la perforación del pozo Catedral-1001, de la reparación que se tuvo en el pozo Catedral-43, la inversión sísmica que se tuvo y la adquisición de registros geofísicos, así como la prueba de producción que se tuvo. En este sentido podemos desglosar lo que se va a tener la producción de gas al llegar a un pico máximo alrededor de los 38 millones de pies cúbicos diarios. En el plan aprobado que teníamos iban por un volumen a recuperar de 4.3 miles de millones de pies cúbicos. Esto era en un lapso de 36 meses. Al día de hoy el plan modificado pretende recuperar 74 miles de millones de pies cúbicos en un lapso de 10 años. De igual forma, en cuestión del condensado el plan aprobado tenía 0.01 millones de barriles de condensado. Al día de hoy van por 2.1 millones de barriles en el mismo lapso de tiempo que son 10 años. Podemos pasar a la que sigue por favor.

De igual forma podemos ver que la actividad física que se va a estar ejecutando durante la modificación del Plan de Desarrollo consiste, como les mencioné, en las 12 reparaciones mayores que son reentradas, las cuales se estarían ejecutando dos en el 2018, cuatro en 2019, cinco en 2020 y una en 2021 para tener un total de 12. En todas estas se va a tomar registros convencionales, sónico dipolar, registros de resonancia magnética continua, registro de presión tanto de imágenes. Asimismo, se va a hacer estimulaciones ácidas trazadas y las pruebas de presión/producción. Esto con el fin de seguir caracterizando lo que es la formación Cretácico Medio y el Cretácico Superior. Como podemos ver, las reentradas van a salir alrededor de 1,800 metros en la parte del Eoceno para terminar en lo que es Cretácico Superior y Cretácico Medio.

Ok. Por lo que hace al aprovechamiento de gas, en este sentido se advierte que al ser un yacimiento de gas y condensado no está sujeto a las disposiciones, sin embargo, el contratista prevé la comercialización del 100% del gas. ¿Por qué? Porque lo va a derivar de forma multifásica y lo va a estar comercializando. Más adelante en el sistema de medición lo vamos a poder apreciar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo que hace los mecanismos de medición, si podemos dar a la que sigue por favor. Esto es como se tiene el día de hoy la medición actual. El día de hoy todos están confluyendo en forma multifásica y de ahí se está derivando a la Batería de Separación Muspac en la cual es la frontera que tenemos en el contratista y PEP. De ahí se hace la separación en este sentido por placa de orificio. Estas pruebas se tenía la medición por placa de orificio, teníamos la separación tanto de gas como en este caso de aceite. De aquí teníamos que va hacia la Batería de Separación Girdaldas donde se deriva el gas a la Estación de Compresión Cactus y la Batería de Separación Cactus y lo que hace al hidrocarburo líquido se va a CAB Cactus. OK. De lo que teníamos del gas se derivaba a la C.P.G. Cactus donde nosotros teníamos el punto de medición y lo que era la medición fiscal. Y por lo que hacía al hidrocarburo líquido, lo mandábamos a CAB Cactus donde se tenía medición de transferencia y de ahí a CCC Palomas, donde se tenía el punto de medición fiscal. OK, si podemos dar a la que sigue por favor.

¿Cuál es la modificación que se está presentando al día de hoy? Es que dentro del área contractual se va a instalar o se va a rehabilitar lo que es un separador. En este separador se va a tener medición Coriolis y se va a tener también por placa de orificio. Placa de orificio vamos a tener ya la separación del gas y vamos a tener la cuestión de los líquidos que va a llegar igual forma la Batería de Separación Muspac donde el agua se está inyectando a un pozo letrina y de ahí estamos derivando lo que es la corriente de aceite, en este caso los condensados que van mezclados, y de gas. Se está midiendo el gas placa de orificio, de ahí se va a la Batería de Separación Girdaldas, donde en Batería de Separación Girdaldas se deriva el gas a la Estación de Compresión Cactus y la Batería de Separación Cactus. Se deriva el gas hacia el C.P.G. Cactus, donde se están midiendo en este sentido por dos formas que es placa de orificio y el medidor Coriolis, el cual en el gas ya estamos viendo que va a ser de igual forma el punto de medición fiscal. Y por lo que hace al hidrocarburo líquido, se deriva a CAB Cactus, donde se tiene medición de transferencia para posteriormente mandarse la CCC Palomas donde se tiene medición ultrasónica y esto es el punto de medición también fiscal. Entonces lo que estamos viendo es que aquí ya se tiene separación dentro del área contractual y ya todo se recolecta de forma multifásica, se separa y se envía de forma separada ya tanto lo que es líquido y gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ok. Respecto a la descripción del Programa de Inversiones podemos ver, como se mencionaba, que se va a tener una inversión total de 72 millones, donde el 55% se va al rubro para el desarrollo, 42% para producción y el 3% para el abandono del total, donde podemos ver que la perforación de pozos tiene una inversión de 30 millones, donde podríamos ver el término general de 20 y lo que es el abandono de 2.24 millones de dólares. En este sentido para lo que es el abandono se están considerando lo que son el taponamiento de los pozos declarados como utilidad que son los 12 utilizados para la reentrada, el pozo perforado Catedral-1001, las instalaciones declaradas en cuestión de las peras, los caminos, los ductos, los recolectores de producción, tuberías de proceso, separación bifásica, el rectificador de líquidos y el incinerador que se tuviera. Esto para el término del abandono.

¿Cómo se ve el flujo del proyecto en términos globales ante la modificación? Podemos ver que en 2018 se podría ver que están los términos en millones de dólares, traía alrededor de cinco en términos globales, donde podemos ver que en este sentido la producción empieza con flujos hacia el Estado. Posteriormente empiezan a incrementar. En este sentido todavía se tienen flujos negativos del contratista por lo que tiene inversión, pero el Estado sigue teniendo incremento hasta que se vuelven positivos para el contratista. En ese sentido ya empieza a tener flujo positivo el contratista así hasta el abandono de los 10 años que ellos presentan para el límite económico. ¿Cuáles son las premisas que se tuvieron para el flujo del proyecto? Pues tenemos aquí cuál va a ser la producción en millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el precio de gas, el precio del condensado, la tasa de descuento y el tipo de cambio y el valor de la regalía para ver los flujos del proyecto.

Ahora bien, asimismo se hizo el análisis por parte de evaluación económica. En relación de la consistencia del análisis económico del valor presente neto, el cual estamos viendo que era consistente con los números entregados por el contratista y se veía que un valor presente neto alrededor de 170 millones antes de impuestos y contraprestaciones y al final de las contraprestaciones un valor presente neto para el contratista de 7 millones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En relación al cumplimiento del artículo 44 y el 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, lo cual nos lleva a determinar o a evaluar el que se acelere el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Lo podemos ver que se da a través de la ejecución de las reparaciones mayores, de las reentradas, lo cual coadyuva para la caracterización del yacimiento en la parte del Cretácico Superior y de Cretácico Medio, así como la toma de registros geofísicos. Asimismo, se eleva el factor de recuperación al pasar del 59% al 69% en cuestión de lo que hace al gas y del 39% al 43% en condensados. La reposición de las reservas posteriormente se van a reclasificar este volumen por el incremento que se dio a través de la evaluación. Asimismo, se va a promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos derivado de las actividades que van a hacer de las reparaciones mayores. La tecnología y plan de producción que permita maximizar el plan de recuperación como ya vi es a través de estas mismas reparaciones de los 12 pozos y el pozo que ya se perforó. Y se da cumplimiento a los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos y a lo que se tiene para el aprovechamiento de gas. La que sigue por favor.

En este sentido, en cumplimiento la normativa aplicable, podemos ver que se da cumplimiento al artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, al clausulado del contrato, al cumplimiento del artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y a los Lineamientos de Planes. Derivado de lo anterior, el análisis presentado se emite dictamen en sentido técnico favorable con respecto a la modificación del plan. Hasta este momento sería todo por nuestra parte, quedando a sus comentarios Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Trejo. Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si pudieran ir por favor a la página 26. Si nosotros tenemos aquí batería de separación y acá tenemos otra batería de separación, estos son los condensados y los condensados finalmente se van a mezclar con el petróleo y son los que cuestan 70 dólares por barril. Pero aquí estamos hablando desde las naftas y de las gasolinas naturales y del Petróleo, del aceite. Entonces aquí tenemos un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

camino por aquí donde se nos están yendo los condensados. Los condensados van a aparecer por aquí. Sin embargo, acá tenemos nosotros el gas y acá estos condensados de acá en realidad es el gas LP, son el C₃ y el C₄ que tienen otro precio. Entonces a la hora de ver los componentes pues tengo yo lo que va a salir como gas natural que es metano y quizá un poco de etano, los condensados que solamente se pueden obtener a temperaturas muy bajas que sería el etano, propano, butano y los otros condensados que les vamos a ir a mezclar por acá que sí sabemos.

Entonces mi pregunta aquí es a la hora en que vemos esto de acá me hace un poquito de ruido usar la misma palabra, deberíamos llamarlos de otra manera. Ok, pero bueno, el chiste es saber de qué estamos hablando. Pero estos tienen otro precio y no lo veo por ningún lado, ni veo una cuantificación de qué tanto gas LP se está obteniendo acá. O sea, porque esto del gas LP tiene un valor y se va a comercializar también de una cierta manera y el etano que va a salir de aquí, bueno, esperemos que sí, va a ir a dar finalmente a las plantas petroquímicas de Pemex o a las plantas privadas. Entonces, sin embargo, cuando hacen el estudio numérico de rentabilidad, no aparece eso, aparece como si todo esto fuera puro gas y este condensado de aquí no es este de acá. O sea, tenemos dos problemas, problema de usar la misma palabra para dos cosas y el problema de que no estamos contando todos los precursores petroquímicos y todo el gas LP que también tiene un valor. ¿Entonces no pudieran por ejemplo decirnos la composición aquí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahí se puede ver que el gas contiene un 75% de metano y el etano pues sería el otro 8.29%. Ahí donde está marcado. Pero sí tenemos una situación que me gustaría que comentara sobre los acuerdos sobre la medición y efectivamente cómo se va a mandar el condensado por una parte y los condensables que se van en el gas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que no es poquito, mira. 8.9% es muy buena corriente de etano realmente, es de las mejores que tenemos. Y además aquí tienes propano que está por acá y tienes butano que está por acá. O sea, es una muy buena corriente donde vas a poder sacar gas LP, vas a poder sacar etano, vas a poder sacar el metano que finalmente vas a entregar seguramente a su uso ya sea para quemarse



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o a la parte petroquímica. Entonces a la hora en que vemos estas corrientes en primer lugar se ve muy padre, se ve muy bien. Creo que es un área interesante, pero no las veo contabilizadas en la parte financiera. En la parte financiera no aparece. O sea, cuánto dinero le producen en este caso al contratista a la hora de que va a vender su etano por separado y va a vender su gas LP por separado y va a vender pues ya las gasolinas naturales que están por acá.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor ingeniero.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Si me permiten ahondar un poco en la parte en cuanto a la medición. A diferencia de los puntos de medición que se tienen aprobados actualmente, la nueva propuesta para medición incluye acuerdos con Pemex Logística y con Pemex Tri directamente para poder asignar todos estos valores y volúmenes hacia el área contractual. A diferencia de lo que se tiene ahorita, el acuerdo es directamente con Pemex Exploración y Producción y ellos están migrando o están conformando todo el mecanismo de medición hasta los complejos y hasta los puntos de medición para precisamente ahora poder discretizar bien la corriente y valorizarla conforme a su cromatografía como se observó.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es importante porque diferentes corrientes de campos que pueden estar muy cercanos van a tener valores diferentes. Si yo tengo 75% de metano tiene un valor mayor a si tuviera 95% de metano. Entonces tendríamos que traer cuál es la ecuación bajo la cual estamos vendiendo eso para que el contratista esté recibiendo realmente lo que está produciendo y al mismo tiempo nosotros poder decir, a ver, que bueno que esto va a ir a un centro procesador de gas porque ahí se va a poder producir en este caso el caso del etano.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Si. De hecho, una de las cosas que están ellos tratando y negociando actualmente ya directamente con Pemex Logística y con el Tri precisamente ya es la aplicación de un banco de calidad para poder valorizar la corriente debidamente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, con respecto a esto de las producciones de diferentes campos con diferentes grados API, pues finalmente se mezclan, ¿no? Y lo que se vende es la mezcla. Claro, cuando había un operador eso no tenía ningún problema, pero hay varios operadores. Creo que lo que comenta el doctor Moreira es importante porque el condensado de Diavaz tiene un precio diferente al de la mezcla, es importante.

Pero mi pregunta va más dirigida al cambio de la estrategia, ya no van a perforar pozos, van a ser reentradas. Y lo que nosotros buscamos siempre es maximizar el valor, pero hay ciertas condiciones que no podemos dejar de lado y una de ellas es la seguridad industrial y la protección al medio ambiente. El campo se descubrió o el primer pozo se perforó más bien hace 27 años, hace 27 años. Entonces estamos pensando hacer reentradas en pozos que seguramente tienen más de 20 años. Entonces yo creo que hay que cuidar mucho el que esas reentradas aseguren la integridad de los pozos. Esa es una recomendación. Y la pregunta es por qué es tan fuerte la diferencia entre el plan anterior donde traíamos un aprovechamiento de condensados y ahora se fue mucho mayor. ¿A qué se debe? Si lo que percibí de toda la presentación y lo que nos mandaron es que el cambio es que en lugar de perforar pozos van a hacer reentradas. ¿Por qué se incrementó tanto el condensado?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ahí es muy buena la pregunta doctor, si podemos poner la 14. Ahí tenemos cómo se discretiza. Lo que es el área contractual asociada al contrato tiene dos campos: Catedral y tiene también lo que es Nicapa. Hay dos pozos que se perforaron siguiente a la falla porque es como un pilar donde Pemex perforó. Fue el Nicapa-1 y el 101. El Nicapa-1 como estaba en el bajo estructural salió agua, no tenía producción de hidrocarburos. El 101 sí tuvo una producción de forma desfasada o lo podemos decir por periodo de 60 meses y ese tiene una relación mayor de lo que podemos ver ahí de los condensados.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y eso no venía en el plan anterior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Esa no venía en el plan anterior porque si recordamos el plan anterior era por una vigencia solamente de continuidad operativa por máximo hasta 36 meses. Entonces ellos pretenden ir a reactivar esa zona que está pasando la falla y que ya fue productora por Pemex y que se había en algún momento ya determinado como agotada. Entonces ellos sí tienen actividades hacia la parte de Nicapa. Por eso ahí se ve que ya es la correspondiente a ese bloquecito.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y esa es la razón por la cual sumando los dos la recuperación de condensados es mayor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es mayor, correcto. Si, porque si no sería solamente la parte verde que se vería de Catedral que sería acorde a la producción que tendríamos del gas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, de nada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un poco siguiendo. ¿Y Nicapa cuántos pozos tiene?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tiene dos pozos. Tiene lo que es el Nicapa-1 y el Nicapa-101.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero Nicapa-1 es bajo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, si ponemos la 15 por favor. Ahora, aquí si le podemos dar, bueno, esta es la parte del área contractual lo que estoy siguiendo con el cursor. En este sentido están las fallas donde se vería como la parte alta. Este es el bajo estructural que aquí se hace el zoom. Aquí tenemos el Nicapa-1 y el Nicapa-101. El Nicapa-1 salió improductivo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es un bajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y salió en un bajo. Esa de todas maneras sería en la parte baja de la estructura que está acotado por una falla, pero este sí fue productor. Fue productor, si lo vemos de forma espaciada, por 60 meses y sí tuvo una producción bastante importante acumulada. La importancia es que cambia un poco la litología, son estos yacimientos naturalmente fracturados y en ese bajo tuvieron buenas producciones durante estos 60 meses. Entonces la idea del contratista también es llevar pozos hacia este bajo estructural que todavía tendría oportunidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, van a ser las reentradas hacia esa parte.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Las reentradas, exactamente, unas Nicapa y las demás a la parte de lo que sería Catedral. Todas están en el Cretácico. Cabe aclarar solamente es Cretácico Superior y Cretácico Medio. ¿Por qué? Porque durante la explotación tuvieron irrupción de agua por canalización. ¿Eso cómo se determinó y cómo lo verificamos? Lo vimos a través de gráficas de Chan también. Entonces históricamente se estaban haciendo reparaciones para ir cambiando intervalo de forma vertical ascendente y entonces por eso ahorita lo que están buscando es el Cretácico Medio y el Cretácico Superior. También si vemos lo que fue el histórico que estaba en la diapositiva número cinco, vimos un represionamiento del yacimiento. Esto fue por el ritmo de vaciamiento que era mayor lo que estaba extrayendo sobre lo que tenía el soporte del acuífero. Algo interesante que se ve aquí es que, al día de hoy, después de que empezó el declive de la producción, ha repuntado la presión cerca de 70 kilos. Estos 70 kilos fue también por el acomodo que se tuvo de las fases y que dio ya a la entrada del acuífero como tal. Entonces por eso cuando se tuvo esta medición en el Plan de Evaluación es concordante con lo que se venía ya mostrando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, muchas gracias. Por favor maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Yo quisiera redondear los comentarios que se están vertiendo sobre esta lámina. Allá en 1998 los picos de producción de condensados casi alcanzaron los 10,000 barriles por día y los 166 millones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de pies cúbicos por día también de gas. Con la propuesta que hoy se ha presentado, se alcanzan valores de los 2,000 barriles, bueno, es lo que se espera obtener, 2000 barriles de condensado y 37 millones de pies cúbicos por día. Este es un ejemplo de si pueden ver ahí el comportamiento de un campo que ya para Pemex pues ya lo deja en el 2014 con una producción ya pues muy pequeña. Entonces el análisis, el conocimiento de lo que han podido ahorita tener del área les permite hacer una propuesta y reactivar un campo. Y en términos esos monetarios significaría que si multiplicamos la producción prevista por el precio tendríamos un valor de los hidrocarburos de los 317 millones de dólares. Si a eso le quitamos las inversiones y los gastos que representarían unos 72 millones, tendríamos una utilidad del orden de los 245. De esos 245 millones de dólares, el 93% es para el Estado y el restante 7% sería pues para el contratista. Entonces esta es la importancia de un proyecto cuando se retoma, se analiza, se revisa y además se dan la oportunidad de irlo evaluando y traer una propuesta de este sentido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y digamos, quizá para un operador grande no es de tanto interés y para un operador no tan grande sea de interés revitalizar un campo de este tipo. No sé, ¿algún otro comentario? Secretaria, nos podría 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.66.010/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., para el contrato CNH-R01-L03-A6/2015.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria

22 de noviembre de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.66.010/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L03-A6/2015.

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del control de las operaciones de Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Comisionada, Secretaria Ejecutiva y Comisionados, muy buenas tardes. En esta ocasión vamos a poner su consideración un proyecto para ceder las operaciones del contrato que se mencionó y que aparece en pantalla. Es un contrato derivado de la primera licitación de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ronda 1. Antes de entrar a la exposición, solo quisiera contextualizar un poco este proyecto. Podemos decir que esta es la segunda parte de la cesión de control de las operaciones. La primera parte, por decirlo de alguna forma, se dio en una sesión anterior, en aquella del 30 de octubre de este mismo año en donde se hizo la cesión del interés de participación de dos de las empresas participantes de este contrato a favor del tercero que se pretende asuma el control de las operaciones a través de este acto. Esta cesión de intereses de participación quedó condicionada precisamente a que se diera la cesión del control de las operaciones que es lo que pretendemos hacer en esta ocasión. Si me lo permiten, para la exposición del tema cedería la palabra a la licenciada Chantal Rosas, Directora de la Dirección General de Contratos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor licenciada.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, LICENCIADA AIDDÉ CHANTAL ROSAS REZZA.- Buenas noches Comisionados, Secretaria Ejecutiva y Titular de la Unidad. Tal como se ha mencionado, ponemos a su consideración la autorización para ceder el control de las operaciones del contrato CNH-R01-L01-A2/2015. Como podemos ver en la diapositiva de datos generales, el contrato fue firmado el 4 de septiembre del 2015 y las empresas participantes actualmente son Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V. Tal como se muestra, el operador actual del área contractual es Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. La modalidad es de producción compartida y su vigencia es de 30 años.

Como antecedentes y para contextualizar, el 9 de octubre de 2018 Talos Energy solicitó la autorización de esta Comisión para ceder el control de las operaciones a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. Como parte de esta solicitud y como ha mencionado el maestro Ramón, Talos Energy y Sierra Blanca P&D solicitaron la autorización para llevar a cabo la cesión de una parte de sus intereses de participación para Hokchi Energy, S.A. de C.V., en adelante potencial cesionario. Estas autorizaciones fueron resueltas por la Comisión el 30 de octubre del 2018 mediante resolución CNH.E.58.007/18. El 7 de noviembre de 2018 la Secretaría de Energía manifestó su conformidad con la presente cesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

Dentro del marco legal señalaré lo que está previsto en el artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos que, de manera general, prevé que para la cesión del control de las operaciones se deberá contar de forma previa con la autorización de la Comisión, la cual tomará en consideración las capacidades técnicas, financieras y de experiencia del que pertenece ser el potencial cesionario. Por otra parte, también se prevé que esta solicitud se deberá de notificar a la Secretaría de Energía para que en su caso la citada autoridad manifieste su inconformidad con la cesión.

Respecto del marco legal, también contamos con los lineamientos por los que establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión de control corporativo y de gestión o del control de operaciones respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en adelante señalaré cómo lineamientos. Ahora bien, de conformidad con la fracción décimo primera del artículo 2 de tales lineamientos, el control de las operaciones consiste en la capacidad del operador para dirigir, asumir la representación, el liderazgo y la conducción de las actividades petroleras en un área contractual.

Como parte del procedimiento que deberá de realizar esta Comisión al recibir una solicitud y, conforme a lo previsto en el artículo 10 de los lineamientos, el primer paso es revisar las formalidades de presentación de la información previsto en nuestro artículo 5, 6 y 8 de los lineamientos. El segundo es la evaluación de la acreditación de las capacidades del potencial cesionario para ser operador y, número tres, emitir la resolución correspondiente.

Tal como señalaron, el primer punto se deriva del análisis de las formalidades en las que fueron presentadas la solicitud. Esta se acompañó del formato 2 de los lineamientos, cuenta con los datos generales del contrato, se presentó toda la documentación del potencial cesionario y toda documentación fue debidamente foliada, rubricada y presentada en idioma español. Ahora bien, respecto del análisis y acreditamiento de los requisitos consistentes en las capacidades legales, técnicas, de experiencia y financieras, se contó con el apoyo de la Dirección General de Licitaciones A y la opinión favorable de la Unidad de Inteligencia Financiera de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Se especifica en cuanto a las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

capacidades legales, en primer lugar, que el objeto de la empresa sea únicamente la exploración y extracción de hidrocarburos, ser residente en México para efectos fiscales y que no tribute bajo el régimen especializado de sociedades integradas previsto en la Ley de Impuesto sobre la Renta. Esto viene previsto en el artículo 31 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Contar con la procedencia lícita de recursos, lo cual se acreditó, y que no se encuentre inhabilitado para contratar con la Comisión, es decir, que no se encuentre en los supuestos prohibidos por el artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos.

Respecto del análisis de las capacidades técnicas, operativas y de experiencia, en primer lugar, las Bases de la Licitación prevén que se debe contar con la experiencia de operador en los últimos cinco años y con la experiencia, ya sea como socio o como operador, en dos proyectos costa afuera. La experiencia administrando un sistema de seguridad industrial operativa y de protección al medio ambiente durante los últimos cinco años y que el personal designado que tenga un cargo gerencial deberá de contar con la experiencia de 10 años operando proyectos de exploración y extracción en costa afuera. Por último, respecto a la capacidad financiera se prevén dos requisitos. El primero es contar con activos superiores a 10,000 millones de dólares o con una calificación crediticia de grado de inversión y en segundo. Y en segundo punto, contar con un capital contable de al menos 600 millones de dólares, lo cual fue acreditado por Hokchi Energy, S.A. de C.V.

Tal como se muestra en la diapositiva y acorde con el proyecto de operación conjunta que se presentó ante esta Comisión, este proyecto de acuerdo de operación cumple con el artículo 32 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Se prevé la designación de Hokchi Energy, S.A. de C.V. como operador y los porcentajes de intereses de participación se modifican acorde con lo autorizado en la resolución CNH.E.58.007/18 para quedar como sigue. Tal como se muestra en la diapositiva, Hokchi Energy tendría un interés de participación 47.5%, Sierra Blanca del 22.5%, Talos del 20% y Premier del 10%. En ese orden de ideas, en virtud de que Hokchi Energy cumple con las capacidades para ser operador del área contractual, en el proyecto de resolución se propone en primer lugar autorizar la cesión del control de las operaciones de Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. La inscripción de la suscripción



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del segundo convenio modificatorio del contrato, una vez que se presenten las garantías de cumplimiento y corporativa. Número tres, la notificación de la resolución a Hokchi Energy, S.A. de C.V., las empresas participantes y demás autoridades competentes. Y, por último, la inscripción de la resolución en el registro público de la Comisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciada Rosas. ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Por favor Secretaria, nos podría 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.66.011/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del control de las operaciones de Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L01-A2/2015.

ACUERDO CNH.E.66.011/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 15 fracción II y 31, fracciones VII y XI de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso g., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza la cesión del control de las operaciones de Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. a favor de Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L01-A2/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:12 horas del día 22 de noviembre de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Sexagésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva