Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:05 horas del día 14 de noviembre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0978/2019, de fecha 13 de noviembre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que se aprobó 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 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por BP Exploration México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017.

II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

II.10 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por BP Exploration México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Repsol Exploración México S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017.

Respecto de los puntos II.1, II.2, II.3, II.4, II.5 y II.6 del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva explicó que, por tratarse del mismo tema, la presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Contrato.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Christian López Martínez, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

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

> "DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ.- Buenos días a todos Comisionada, Comisionados y compañeros presentes. Pues esta vez traemos a su consideración la presentación respecto de los seis Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 relacionados con los Planes de Exploración de los Contratos de Producción Compartida. Es por eso que los traemos a su consideración porque como parte del proceso pues nosotros tenemos que dar la aprobación de estos planes para el año siguiente. Entonces la siguiente por favor.
>
> Para tal efecto hemos preparado esta presentación y esta sería más o menos la agenda que vamos a seguir. Nosotros ordenamos la presentación

de manera más o menos geográfica. Vamos a ir recorriendo de Norte a Sur, entonces comenzamos con los Contratos en el área de Burgos, con el CNH-R03-L01-G-BG-05/2018 de Repsol que está aquí arriba al Norte. En seguida nos seguimos igual de la 3.1 el G-BG-07 también del operador Repsol y después pasaremos a la parte del Sur con el Contrato de la 2.1, el área 11 del operador también Repsol y seguiremos con el G-CS-02 de Pemex de la 3.1, el G-CS-03 de BP y el CS-15 del operador Hokchi. Estos últimos de la ronda 3.1. La siguiente por favor.

Pues este es el fundamento legal que nos trae a este momento que es para la aprobación de los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 que son la Ley de Hidrocarburos en su artículo 31, fracción X; la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en el artículo 31, numerales I, III, IV y VI; y el Reglamento Interno de la Comisión en su artículo 33; los Lineamientos de Planes en los artículos 27, 28, 30, 31 y 32, así como el aneo 1; y así como los Contratos de cada una de estas áreas en sus cláusulas 10.1, 10.2, 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2, así como el anexo 1 de cada uno de estos Contratos. La siguiente por favor.

Entonces nada más para recordarles. Vamos a hacer la presentación de estos dos Programas de Trabajo y Presupuesto del área de Burgos y nos vamos con la siguiente. Bueno, nos vamos con la siguiente que es, perdón, el Contrato de la ronda 3.1 BG-05 que es este que está aquí les había mencionado es en la cuenca de Burgos. Está a 150 km al este de Ciudad Victoria en Tamaulipas. Tiene una superficie aproximada de 813.782 km^2 y está en un tirante de agua de entre 0 y 50 metros. La aprobación del Plan de Exploración de este Contrato se realizó el 18 de julio de 2019, muy recientemente. Y bueno, las principales actividades que tienen contempladas para este periodo es el reprocesamiento e interpretación de datos sísmicos, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle, así como estudios petrofísicos.

Y posteriormente el área del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018 también en la cuenca de Burgos se encuentra más o menos a 2 km del litoral del Estado de Tamaulipas. Tiene una superficie de 811.349 km^2 y un tirante de agua, este es un poco más profundo, se encuentra entre 50 y 550 metros. Y también su Plan de Exploración se aprobó el mismo día el 18 de julio de 2019. Y las actividades de esta área son exactamente las

mismas, son reprocesamiento, estudios geológicos regionales y de detalle y estudios petrofísicos. Pasamos a la siguiente.

Este es el cronograma de actividades de las áreas contractuales. Para este caso es un poco similar a lo que vimos el día de ayer. Para este caso los cronogramas son exactamente iguales de las dos áreas. Tienen actividades, subactividades en la categoría de general, geofísica y geología, con tareas de evaluaciones técnico-económicas, recopilación de información, administración del proyecto, preprocesado, procesado e interpretación de datos sísmicos, estudios geológicos regionales, de detalle y petrofísicos. Entonces en este caso, como les mencionaba, las actividades son prácticamente las mismas. Aquí sí sería como un proyecto partido en dos. Esto únicamente en el ámbito de las actividades.

Y bueno, las diferencias que hay de lo que se presentó en el plan conforme lo que tenemos ahorita por aprobar es que, bueno, las actividades, algunas pequeñas actividades de reprocesado sísmico fueron originalmente programadas para ejecutarse únicamente en 2019. Pero hubo ciertos retrasos, entonces algunas actividades se están metiendo hacia 2020, que sería aquí en esta parte. ¿No? Por default, ellos ya traían programadas actividades en esta misma categoría. Entonces, si nosotros vemos el cronograma de trabajo, va a ser exactamente el mismo. Sin embargo, en la parte de presupuesto sí va a haber una pequeña variación. Y bueno, dentro de la subactividad geología se añaden estudios petrofísicos que también ellos ya tenían contemplado realizarlos, sin embargo, para tener un mejor ajuste de los modelos geológicos ellos van a hacer más estudios petrofísicos de los pozos digamos cercanos o los más cercanos al área porque, bueno, los pozos están un poco lejanos aquí. Igual en el cronograma no vamos a ver nada, pero en el presupuesto también hay una pequeña variación. Pasamos a la siguiente.

Esta sería la comparación entre el Programa de Inversiones y el Presupuesto. Entonces vemos que aquí pues son parecidos. En el área de general pues sí cambia un poco. En geofísica, derivado de lo que les mencionaba, pues hay esa actividad que se está trasladando parcialmente a 2020, eso hace la diferencia aquí. En geología también, pues hay respecto a los estudios petrofísicos que les mencionaba. Y bueno, tenía un total para ejercer de 1,630 y ahora están contemplando que serían 1,868 mil dólares.

Esto sería, ah, bueno, se me pasó decirles. Esto sería únicamente para el área BG-05. Entonces en la siguiente por favor.

El presupuesto de la siguiente de la BG-07, o sea, trae variaciones similares, pero sí los montos son un poco diferentes debido a que las áreas no son exactamente iguales, la cobertura sísmica no es exactamente igual. El área es muy parecida, pero digo, sí hay cambios. No son sustanciales, pero bueno, aquí traen, por ejemplo, en el total que tenían contemplado ejercer es de 1,851 y ahora será de 2,879 mil dólares. OK, la siguiente.

Entonces pasaríamos a una pequeña conclusión respecto de estos dos. Y bueno, es referente a que los Programas de Trabajo y Presupuestos son congruentes con el plan, contribuyen con el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y los alcances también establecidos en el plan. Y también cabe destacar que estos Programas de Trabajo fueron presentados de acuerdo a los plazos que se establecen en los Contratos. Y bueno, respecto de los presupuestos, estos son congruentes con el plan y son razonables de acuerdo a las actividades que se plantean. Y bueno, también estas actividades se alinean a las mejores prácticas internacionales y sus montos son adecuados de acuerdo con las referencias construidas para las cuales se utilizó la mejor información disponible. OK, pasamos a la siguiente.

Ahora estaríamos pasando a la segunda etapa que es en Cuencas del Sureste. Pasamos a la siguiente por favor. Entonces aquí tenemos cuatro áreas contractuales. La primera que se ubica aquí, que es el área CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018, que tiene una superficie de 272.760 km^2, un tirante de agua de entre 30 y 100 metros y bueno, su Plan de Exploración se aprobó el 25 de junio de 2019. Las actividades principales que traerán para 2020 son geofísica, geología, ingeniería de yacimientos y otras ingenierías.

Y bueno, para el área, la siguiente sería el área CNH-R02-L01-A11.CS/2017 que tiene una superficie de 532.926 km^2. Un tirante de agua, esta es más profunda también, entre 300 y 700 metros. Y su Plan de Exploración se aprobó el 21 de septiembre de 2018. Recordemos que esta, y como se ve ahí en pantalla, corresponde a la ronda 2.1. Las actividades que trae para este periodo son geofísica, en la cual se incluye adquisición y reprocesado de información, geología regional y geología de detalle, así como petrofísica.

La siguiente área, que es la que está aquí en color como rosita, es el área CNH-R03-L01-G-CS-02/2018 con una superficie de 1,027.398 km^2, un tirante de agua de entre 110 y 600 metros. Y su Plan de Exploración se aprobó muy recientemente el 17 de septiembre de 2019 y las actividades que traen aquí únicamente se engloban dentro de la subactividad de geología. En la siguiente.

Por última, la que está hacia el lado derecho del mapa que vemos en pantalla es el área CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, la cual tiene una superficie de 734.054 km^2 y su tirante de agua es de entre 50 y 550 metros y su Plan de Exploración se aprobó el 25 de junio de 2019 con actividades para 2020 que engloban geofísica, geología, ingeniería de yacimientos y otras ingenierías. Pasamos a la siguiente por favor.

Bueno, mientras vemos en pantalla, seguimos platicándoles. Aquí respecto del cronograma de actividades, ellos traen en la categoría de general evaluaciones técnico-económicas, recopilación de información y administración, gestión de actividades y gastos del proyecto. En la categoría de geofísica ellos contemplan adquisición sísmica 2D, 3D multicomponente y un preprocesado, procesado de esta interpretación. Perdón, de la adquisición que se presentó. Y en la categoría de geología, vemos lo que sería estudios geológicos regionales, caracterización geoquímica, estudios geológicos de detalle, estudios geológicos referente a los estudios de equipo de exploración, interpretación y evaluación de prospectos, caracterización geofísica y estudios petrofísicos. Y bueno, aquí nada más para recordarles, el área de la que estamos hablando ahorita es el área A11.CS, perdón, que es esta que tenemos por aquí.

Y bueno, aquí como podemos ver en el cronograma, hay unas actividades dentro de la subactividad geofísica que están marcadas en color gris y esto hace referencia a que son actividades nuevas que el operador no tenía contemplado desarrollar. Sin embargo, pues hay una justificación técnica respecto de que la información geofísica que ellos habían adquirido y que habían reprocesado no tiene la calidad suficiente como para poder tener una cartera de prospectos bien definida, que es parte fundamental de sus objetivos del Plan de Exploración. Entonces por eso ellos proponen esta actividad que básicamente es la compra de unos *gathers* para procesamiento y el reprocesamiento de estos *gathers* en conjunto con la

información que ya tenían previamente. Y bueno, eso es básicamente adicional debido a que también hubo este movimiento y que no pudieron o que ellos consideran que la información no es lo suficientemente como para poder establecer una cartera de prospectos. Entonces derivado de ese movimiento y de esta actividad que van a hacer, pues algunas actividades como estudios geológicos de detalle, estudios de presión de poro y modelos de geología estructural los tienen que recorrer para más adelante, esperando tener la información ya lista del procesamiento sísmico. La siguiente por favor.

Y bueno, este es en la comparación del Programa de Inversiones con el Presupuesto y, como vemos, lo que había remarcado en la diapositiva anterior. Ellos tienen contemplado o tenían contemplado, no tenían contemplado ningún gasto en geofísica para 2020. Sin embargo, ahora están contemplando tener un gasto de 1,138 miles de dólares. Y bueno, y a final de cuentas ellos tenían contemplado hacer un gasto de 4,191 miles de dólares y ahora harán 3,041. Digo, a pesar de que este gasto es mayor derivado de que las otras actividades se mueven para ejercicios posteriores, pues este gasto o este presupuesto se ve impactado negativamente. Pero les repito, esto es relativo porque ellos de cualquier forma esta actividad la estarían postergando para años siguientes. La siguiente por favor.

Entonces pasaríamos al cronograma de actividades para el área contractual CNH-R03-L01-G-CS-02/2018, en el cual las actividades que traen son administración y gestión de actividades. En geología, interpretación sísmica detallada e interpretación sísmica detallada. Perdón, las dos son interpretación sísmica, pero una es de Terciario y otra de Mesozoico. Y bueno, respecto de este programa de actividades no hay ninguna variación respecto del plan aprobado. Entonces pasamos a la siguiente. Y bueno, y esto pues se ve reflejado en el presupuesto, que realmente el presupuesto es exactamente el mismo que traían respecto del plan. La siguiente por favor.

Entonces ahora pasamos al cronograma de actividades para el área contractual CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, en el cual se contempla en general administración y gestión de actividades y gastos del proyecto; en geofísica, preprocesado y procesado e interpretación sísmica; en geología,

estudios geológicos regionales y de detalle; en ingeniería de yacimientos, evaluación de recursos prospectivos; en otras ingenierías, una ingeniería conceptual; y seguridad, salud y medio ambiente, diversas actividades. Aquí vemos en la ejecución en el tiempo vemos dos colores diferentes y bueno, en primer lugar, las actividades que vemos aquí pues son las que ellos tienen contemplado ejecutar como algunos operadores manejan como en firme y son las que están en el programa, perdón, en el plan para este momento.

Sin embargo, hay otras actividades que están aquí en color gris que principalmente están asociadas a la perforación de pozos. Ellos tienen contemplado perforar pozo, posteriormente sin embargo ellos quisieran adelantar la perforación. Entonces estas actividades sí las tienen contempladas en el plan, pero están evaluando la posibilidad de adelantarlas para adelantar esa perforación. Entonces todavía no está seguro y aquí nada más, o sea, quisimos marcarlas porque, a pesar de que están en el plan, ellos todavía están evaluando la posibilidad de moverlas en tiempo dentro de 2020. Y bueno, también dentro de la categoría de geofísica hubo aquí una que es el reprocesado e interpretación. También hubo una actividad de reprocesado sísmico que tenían contemplado terminar en 2019 y tuvieron retrasos y también se está metiendo parcialmente hacia 2020. Y bueno, aquí se ve la barra que es esta de aquí. O sea, tenían unas actividades que sí estaban contempladas todo el año y hay otras que están nada más para el primer trimestre y esa es debido a los retrasos que menciona el operador.

La siguiente por favor, que es el Programa de Inversiones de esta área. Y bueno, que vemos que originalmente ellos tenían contemplado hacer un gasto de 2,909 en miles de dólares y bueno, y con estas actividades que se retrasaron y que se están metiendo hacia 2020 y las otras que tienen contemplado adelantar pues tendrían un gasto de 6,760 miles de dólares. OK, pasamos a la siguiente por favor.

Y bueno, este es el cronograma de actividades para el área AS-CS-15 de la ronda 3.1. Y bueno, trae —como les mencionaba anteriormente— actividades de general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías y perforación de pozos y de salud y medio ambiente. Bueno, aquí el cronograma tal vez no es muy claro, pero en realidad todas las

actividades se van a realizar de enero a diciembre. Y bueno, y también respecto de este cronograma, pues no hay cambios con lo que se tenía contemplado en el plan. Eso para el Programa de Trabajo. La siguiente diapositiva por favor.

Entonces en cuanto al Programa de Inversiones sí hay un ajuste en la categoría de general que, bueno, hay unos mejores estimados para algunas actividades, algunos gastos. Y adicionalmente en la categoría de perforación de pozos, incluye actividades de conceptualización y diseño de posibles prospectos que puedan ellos perforar, que esta actividad pues no la habían contemplado originalmente en el Plan de Exploración. Entonces en total tenían contemplado hacer un gasto de 9,411 miles de dólares y bueno, actualmente en el Programa de Trabajo y Presupuesto que nos presentan tienen contemplado hacer un gasto de 8,630 miles de dólares. Y bueno, este ajuste a la baja es derivado principalmente del ajuste que tuvieron en la categoría general. Y a la siguiente por favor.

Entonces pasamos a las que serían las conclusiones de los Programas de Trabajo y Presupuesto para las áreas CNH-R02-L01-A11.CS/2017, la G-CS-02/2018 de la 3.1, la G-CS-03/2018 y la AS-CS-15. Y bueno, pues los Programas de Trabajo y Presupuesto nosotros consideramos que son congruentes respecto del plan, contribuyen con el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y los alcances que se establecieron en el plan y fueron presentados de acuerdo a los plazos establecidos en los Contratos. Y bueno, respeto de los presupuestos, son congruentes con el plan y son razonables de acuerdo con las actividades planteadas y estas actividades se alinean a las mejores prácticas y sus montos son adecuados respecto de las referencias construidas, para las cuales se utilizó la mejor información disponible. Y bueno, esta es la presentación que tenemos.

Y pasamos a la siguiente que sería nuestra opinión técnica, en la cual nosotros decimos que los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 referentes a los Contratos CNH-R03-L01-G-BG-05/2018, CNH-R03-L01-G-BG-07/2018, CNH-R02-L01-A11.CS/2017, CNH-R03-L01-G-CS-02/2018, CNH-R03-L01-G-CS-03/2018 y CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018 se advierten técnicamente adecuados toda vez que cumplen con las cláusulas 10.1, 10.2, 10.4, 12.1, 12.2, 12.5, 12.6 y 15.2 de los Contratos, así como con lo establecido en los lineamientos, por lo que se somete a consideración de

este Órgano de Gobierno la aprobación de los Programas de Trabajo y Presupuesto para el año 2020.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero Christian. Abro el micrófono para que hablen los Comisionados que tengan algún comentario.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera que se fueran por favor a la página 39 y no por el tema, sino por la manera en la que está la presentación. Arriba tenemos el Programa de Inversiones que se aprobó cuando se presentó el plan, entonces está digamos ya más fijo, ya lo aprobamos. Y abajo están los presupuestos que han ido presentando año con año. Entonces yo quisiera pedir a ver qué les parece que en la parte de abajo se ponga cuál fue el presupuesto y qué porcentaje o qué cantidades se ejercieron, porque si no para así podemos nosotros decir cómo les fue el año pasado y con respecto a lo que pensaron que iban a invertir y cómo van a ver el 2020. Entonces que abajo haya dos columnas, o sea, 2019 presupuestado y 2019 ejercido. Si no, nos vamos a topar con cosas como estas.

Por ejemplo, en el área de geofísica dice 0 y luego 2,278. Puede ser que lo que pasó fue que no se hizo y se pasó al siguiente año, pero nosotros no tenemos manera de verlo. Entonces mi sugerencia al Órgano de Gobierno es que en la parte de abajo de los presupuestos pongamos 2019 presupuestado, 2019 ejercido y el 2020 que les estamos aprobando ahorita dentro de un año, 2020 ejercido, para saber exactamente cuánto están invirtiendo cada una de las empresas en cada uno de los Contratos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Me gustaría nada más hacer un comentario. Efectivamente creo que sería muy valioso verlo así. Quizá tengamos un pequeño desfase porque no ha acabado el año, pero ahorita lo que hicimos fue con la tabla de la derecha verlo, pero de manera acumulada con todo el periodo. Entonces lo desagregaremos por año para darle un seguimiento más puntual, efectivamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, nos leímos el pensamiento aquí con el doctor. Bueno, mi punto es exactamente el mismo y refiriéndome a esto aquí me queda la duda, aunque está el comentario

ahí que dice en geofísica incluye la actividad previamente aprobada en 2019 que será concluida en 2020. O sea, parecería que no se gastó en 2019, parecería, y se va a ejercer en 2020. O sea, parecería. Sin embargo, también si nos vamos al total dice que son 9,312. Entonces pues parece que subió la inversión en geofísica. Entonces no sabemos si es porque van a tener mayor actividad o que era una actividad en el 2020 que a lo mejor no tenían considerada o que simplemente fue un desfase. ¿No? Y quisiera irme al caso de Repsol, en Repsol que la verdad no sé qué página es y para acabarla. Es el Repsol de las Cuencas del Sureste.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- El área 11.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El área 11, exactamente, que fue el caso, o sea, yo fui ponente en este y que nos vamos al presupuesto por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- La que sigue por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Y en este caso nos vamos igual a la parte de geofísica y en la parte de geofísica ahí está, o sea, es algo digamos similar y no. Porque dice que en el 2020 en geofísica van a tener 1,138 para ejercer en la parte de geofísica y que tenían planeado cero. ¿No? Entonces dice incluye actividad de reproceso no previstas en el Plan de Exploración. ¿No? Entonces aquí hay una actividad que no tenían prevista y que al final de cuentas la van a realizar. Pero si nosotros comparamos únicamente esta lámina, pues hay un incremento en geofísica en el total de una cantidad, en este caso son 1,138 y en el otro hay un incremento de 2,000 y cachito. Entonces si nosotros vemos la lámina como tal, parecería que van a hacer una actividad más en los totales en las inversiones, pero eso no lo tenían previsto.

Yo platicaba aquí con el maestro Jorge Pérez cuando estaba viendo el caso este. Yo le decía aquí pues no previeron en el plan que nos presentaron de inicio una actividad de geofísica en este caso y ahora en el programa de actividades nos lo están poniendo. Entonces pues sí, por los supuestos que tenemos de modificación a nivel de planes no es necesario modificarlo. ¿No? Sin embargo, pues ahorita sí vamos a aprobar una modificación

porque van a hacer mayor actividad y van a incluir mayor presupuesto y nosotros vamos a decir que sí es congruente con nuestro plan. ¿No? Entonces, digo, bueno, la congruencia en realidad no lo teníamos planeado en el Plan de Exploración. O sea, me estoy adelantando, o sea, pero digo, no lo teníamos en el plan ni en nuestro presupuesto de inicio. ¿Sí? Pero sí decimos que es congruente. No es un supuesto de modificación. Sin embargo, ahorita vamos a aprobar, si es que aprobamos, el asunto de que están siendo congruentes con lo que nos habían presentado en inicio y para mí esta actividad no estaba considerada. Pero en el otro, pues también el presupuesto parecería, como nos lo están presentando y como bien lo comentó el doctor Moreira, como que si hubiera subido por la tablita que nos dieron, pero en realidad no lo están subiendo. El total, ¿verdad? O sea, ese sería nada más que nos lo confirmaran, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, muchas gracias doctora. Yo creo que vale la pena mencionar esa congruencia de qué manera la estamos viendo, porque efectivamente creo que puede causar varios puntos de vista. Nosotros lo que estábamos viendo y fue algo que Christian explicó o quiso explicar en la presentación fue estas actividades adicionales que el contratista está proponiendo realizar sabemos que no estaban en los planes y entones pues lo detectamos. Y decimos, "bueno, a ver qué tipo de actividades". Porque sí es una actividad que queda fuera de los objetivos que tenía el plan originalmente, entonces sí llama la atención. Dices, "tú me estás queriendo hacer ya otro plan". Y como lo estamos viendo es como en dos vías.

Esa congruencia podría ser a nivel de objetivo del Plan de Exploración, que es explorar, contar con una cartera de prospectos, perforarlos o una congruencia a nivel de actividades que sea más prescriptiva digamos. Lo estamos viendo a nivel del objetivo, porque si lo vemos a nivel de actividades pues prácticamente todo nos llevaría otra vez a una modificación. Entones le estamos viendo que las actividades que se puedan adicionar en los Programas de Trabajo sean aquellas que sigan cumpliendo con el objeto que el mismo plan establece. Si se separan de él, entonces sí, ya vemos que no, esa actividad no está yendo enfocada a ello. De esa manera es como vimos la congruencia, a ese nivel.

Si lo vemos a nivel de actividades, pues tendríamos que decir que no es congruente porque era una actividad que no estaba considerada. Si lo vemos a nivel del objetivo, sí lo es. Por eso es que lo estamos trayendo de esa forma con ustedes para decirles es congruente con los planes porque estas actividades nuevas que son nuevas a nivel digamos de otro cubo sísmico. No son nuevas porque ya las traían inscrito en el plan, pero para otro estudio. Entonces, pero bueno, al final sí son nuevas. Son congruentes porque siguen dándole materialidad al objetivo que se planteó originalmente y que se aprobó en este Órgano de Gobierno en el Plan de Exploración. Ese sería el comentario yo creo que general y que cubre la duda, porque además al inscribir pues una actividad adicional, pues lógicamente arrastra un monto de costos adicionados a ellas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que tenemos que aceptar que la industria petrolera es una industria incierta, es una industria que se está adaptando constantemente. Entonces no estamos nosotros tratando de detener a nadie, tratamos de checar qué está pasando, porque si está pasando en varios Contratos a la vez pues nos está mandando una señal. Si por ejemplo ciertas empresas lo están haciendo de una manera más eficiente y más barata, pues nos interesa saber eso. Entonces nos dan más información, podemos reportar con más claridad cuánto verdaderamente se está gastando y efectivamente cómo se está moviendo el sector. Entonces no es que queramos poner más condiciones, sino registrar.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Bueno, pues escuchamos seis propuestas de Programas de Trabajo y Presupuestos de Planes de Exploración que ya fueron aprobados hace algún tiempo desde 2017 casi todos ellos. Lo que tenemos que revisar son las congruencias de lo que se está dando por año. El día de hoy es 2020, pero es imposible no revisar 2019, aunque el 2019 todavía no se termina.

Entonces los Lineamientos de Planes nos plantean que el último día de octubre o el primer día de noviembre, no recuerdo si es el último día de octubre, los operadores tienen que traernos los programas, más bien los presupuestos para el año 2020, lo que se va a gastar. Todavía no terminamos 2019. Esta información fue la que ellos nos entregaron en octubre de 2019, ese es el tiempo que nos hemos tardado en revisarlo.

Todos ellos en los lineamientos hay una división: si tienen recuperación de costos o si no tienen recuperación de costos. Al parecer estos tienen recuperación de costos, por eso es que los tenemos que analizar con mucho más detalle porque a partir, ojalá todos tengan mucho éxito con la exploración, a partir de la extracción de los hidrocarburos que se obtengan pues se van a tener que pagar los costos. Revisé tenemos varios operadores, BP, Repsol. Repsol tiene tres de los casos de los seis que tenemos, también está Pemex y está Hokchi. De los de Repsol vemos que dos incrementan el presupuesto de lo que tenía en inversiones a lo que tienen para el presupuesto 2020. Yo creo que aquí hay que tener cuidado con el tema de la disciplina presupuestal, porque si bien se ponen ciertos números ahí que son el Programa de Inversiones, pues finalmente puede haber ahorros. ¿No? O puede haber otro tipo de actividad que no se consideró al principio. Entonces es bien difícil a veces decir están gastando menos y lo están haciendo, están faltando actividades. Lo pueden hacer con menos dinero y hacer todas las actividades. Entonces eso es importante considerar.

Y me quiero referir y qué bueno que pusieron esta lámina porque es la que yo quería que pusieran desde el inicio. Esta es la única que tiene una baja, esta es de Repsol. Dos de ellos están hacia la alza, pero este va a la baja. Y en 2019 se tenía planteado gastar 4,194,000, pero llevamos gastado o lo que se plantea ahí, no sé si eso lo dijo el operador, van a gastar 1,694,000, porque por ahí abajo hay una nota que dice valores esperados. 2019 no sé si eso es lo que se lleva gastado o eso es lo que piensan gastar, es mi primera pregunta. ¿Ese 1,694,000 lo planteó el operador? ¿Sí? Bueno.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es lo que se encuentra aprobado del presupuesto de 2019.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Entonces bueno, ellos tenían en el plan 4,194,000 y se fueron solamente a 1,694,000. Sí, ¿verdad? Entonces eso nos hace falta tener ahí más información porque de entrada vemos que gastaron mucho menos, pero dejan de hacer actividades y esas actividades no las están recuperando el año 2020. Entonces ahí caigo a otro comentario. Punto y aparte.

Siempre que aprobamos un plan, siempre, me acuerdo del doctor Faustino Monroy que estaba a cargo de la Unidad de Exploración y algunos de nosotros decíamos ojalá los operadores puedan adelantar actividades para perforar pozos. Vimos de los seis casos que algunos sí perforan pozos, otros no perforan pozos. Este es uno de los casos específicos donde no se perforan pozos. Entonces siempre los culminamos, aunque de acuerdo con los lineamientos, de acuerdo con la ley, el plan es adecuado, a que puedan adelantar actividades. Pero en este caso específico sí me gustaría que explicaran un poco más qué pasa, porque al parecer están erogando menos, pero no tengo la claridad de si realmente están avanzando en el tiempo para poder determinar una buena caracterización del área y perforar un pozo en 2023. ¿No? Yo sé que no tenemos todavía el plan 2023, pero qué está pasando.

En geofísica, y esto lo comentó la doctora Alma América, tenían pensado solamente cuando nos trajeron el plan 3,188,000, pero ahora el planteamiento es que van a ir a 4,600,000, pero en geología se van para abajo. ¿Por qué ese tipo de cosas? Tiene que ver con cuestión técnica, ¿no? ¿Por qué más geofísica y menos geología? ¿Qué está pasando? ¿Qué le está sucediendo en el avance de este proyecto específicamente? Y yo sé que no es el tema, porque estamos ahorita aprobando 2020 y yo no tengo ningún problema. ¿Pero qué está pasando con esto, con esta área contractual? ¿Qué está haciendo Repsol? ¿Cómo va nuestra parte de supervisión para entender si realmente están atacando todas las actividades que dijeron que iban a hacer en el plan? Y no me refiero a la parte del Programa Mínimo de Trabajo, no me refiero a la parte económica, me refiero a la parte técnica. ¿Cómo van?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Déjeme darle la...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y nada más finalmente y la pregunta es con lo que están presupuestando para 2020, ¿van a quedar pues vamos a decir en el balance de lo que plantearon en el plan?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Déjeme dar una respuesta más general para ver si con eso nos ayuda y si no ahorita vemos algunos otros detalles.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Repsol lo que nos comentó en esta área, porque efectivamente vimos que de entrada pues con la nueva pues tarea ya saltaba. Entonces nos reunimos con ellos en audiencia, en una comparecencia, perdón, y les preguntábamos qué era lo que estaba sucediendo. Nos explicaron justamente que ellos tenían pensado hacer el reprocesado y la interpretación sísmica con un producto de ARES, que es el Campeche WAZ.

No obstante, al hacer ese reprocesado encontraron otras nuevas oportunidades, nada más que ese ARES no cubre la totalidad de su área contractual, por lo que tuvieron que hacer uso de otro cubo sísmico que es el Bolol 3D que sí cubre la totalidad de su área contractual. Entonces van a reprocesar ese nuevo cubo sísmico porque encontraron cosas interesantes en el pedazo que sí tenían y entonces con el nuevo, o bueno, con el cubo sísmico que sí cubre toda el área contractual, entonces ahora la van a reprocesar pues para seguir en esa búsqueda. Entonces es una buena noticia digamos porque encontraron algo que no esperaban, pero la información se les acabó. Entonces tienen que hacer uso de otra información que sí está completa para seguir reprocesando. Entonces eso hace que pues el tiempo sea mayor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso explica que haya mayor gasto en geofísica, ¿pero qué explica que haya menor gasto en geología?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Qué están diferido y eso que bueno que lo pregunta porque es algo en lo que sí queremos hacer énfasis. Algunos estudios están postergados. Entonces hoy los vemos como una reducción

del presupuesto de este año, pero en los siguientes años, en los siguientes ejercicios, vamos a traerles un costo incrementado en estudios de geología justamente porque están.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Regresamos a la lámina 24. Entonces yo creo que es una cuestión de presentación, porque en la lámina 24 —que es está— abajo dice "E". 2021, 2022 en la parte de abajo dice presupuesto, tiene una "E" y la "E" son valores esperados. ¿Esperados por quién, por ellos o por nosotros? Porque es exactamente una copia de lo que está arriba en el Programa de Inversiones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Nosotros no tenemos ahora información de los años 2021 y 2020 específica del Programa de Inversiones. La única que tenemos es la del plan. Lo único que hicimos fue replicarla para hacer un comparativo. Pero no tenemos, no esa información.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No va a ser general.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No va a ser general.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que ese es el problema, que se genera ahí una situación de mala interpretación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aja. Podríamos quitarlo para fines de no poner un número que distraiga, pero el total cuando quisiéramos ver el total del presupuesto pues quedaría cortado porque no estaríamos sumando los años que le faltan. Entonces es un poco.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero esos años que faltan podrían tener más presupuesto porque las actividades se están atrasando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es muy probable.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces cuando uno ve esto y hace el análisis de los seis, dicen, bueno, Repsol en los otros está

avanzando bien, ¿en este qué pasó? ¿Qué pasa con los presupuestos? Aunque ya hice la aclaración de que no necesariamente gastar más significa hacer más. ¿No? A veces gastando menos se puede hacer más. Pero estos números 2021 y 2022 da la impresión de que no se van a reponer con las actividades que dejaron de hacer atrás porque uno ve números de dinero.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, se van a ver afectados. Estos números necesariamente se van a ver afectados y los vamos a ver en los siguientes años cuando venga el programa y el presupuesto asociado a cada año.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi comentario final es que se observa de los seis Programas de Trabajo y Presupuestos de todas las empresas, incluyendo Pemex, que están avanzando en el presupuesto y lo están haciendo en la forma más adecuada. Algunos de ellos, casi todos, están incrementando la inversión, lo cual significa que posiblemente tengamos la posibilidad de tener actividades de perforación en tiempos más tempranos de los que en un momento se plantearon en el plan que fue evaluado hace algunos años. Y eso es muy bueno, creo que pues las empresas van bien y hay que buscar el que demos el seguimiento adecuado. Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Néstor. ¿Algún otro comentario? Yo respecto a lo del presupuesto pues sí, me parece que es evidente que no se va a cumplir con ese presupuesto y sería lo mejor pues quitarlo. No poner ese pronóstico de 2021 ni 2022 ni el total que están como presupuesto porque no se va a cumplir y pues no tiene sentido tener esta visión de que va a haber un ahorro en las inversiones, difícilmente va a ocurrir. ¿No? Entonces mejor en otras presentaciones no lo asuman como que va a ocurrir, cuando ya sabemos que el 2020 va a cambiar a menos que el operador esté manifestando que tiene ahorros considerables y que sí va a ocurrir. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- ¿Qué tal Comisionados? Buenas tardes. Sí, digo, nada más para temas de claridad. Lo que estamos presentando abajo para los años, por ejemplo, en este caso que observamos aquí para los años 2017, 2018 y 2019 son los presupuestos

aprobados. Y como ustedes tienen a bien decir, no son las inversiones ejecutadas. Para hacer digamos un ejemplo con este caso de Repsol, en la información que reportan ellos al Fondo Mexicano del Petróleo, a partir de 2018 que fue cuando se aprobó este Plan de Exploración, ellos están reportando por ejemplo un gasto total de 6.34 millones de dólares. Estos 6.34 millones de dólares efectivamente contrastan con, digamos, son 3.5 más 4.6, digamos 9.7 millones de dólares que ellos tenían presupuestados para erogar en 2017, 2018 y 2019.

Lamentablemente es un poco difícil seguir al día a día las inversiones ejecutadas considerando que ellos tienen una ventana de tiempo para hacer la carga de los presupuestos y considerando que los presupuestos se aprueban inclusive después que ellos ya empezaron digamos a poner el Programa de Inversiones. ¿No? Entonces por ejemplo si este se aprobó en 2018, pero la fecha efectiva fue en 2017, ellos podrían hacer la carga inclusive en tiempo posterior. En ese sentido, pues es un poco difícil hacer el seguimiento. Tomamos la nota de que quitamos las estimaciones dado que, digamos, al final no son lo real. Y lo que sí me gustaría recalcar es que considerando que existen presupuestos y que probablemente sean mayores a los que efectivamente se ejecutaron, como parte de las labores de supervisión y seguimiento de la Comisión se deben hacer las correcciones correspondientes en el sistema del fondo con la finalidad pues precisamente de que no haya duda de que lo ejecutado realmente es lo que está presupuestado en el sistema del Fondo. ¿No? Entonces en ese sentido como parte digamos de las labores tanto de la Dirección General de Evaluación Económica como de la propia UATAC y las áreas técnicas, pues se harán las actualizaciones que correspondan a los presupuestos en CIPAC para que no hayan incertidumbres a ese respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, entonces por ejemplo para 2017 de acuerdo con lo que se acaba de decir, el Programa de Inversiones tenía 3,569,000, pero realmente no es lo que se ejerció en 2017 que está abajo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Sí? Entonces también hay una distorsión no solamente hacia el futuro, sino hacia el pasado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Eso sí vale la pena verlo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, es muy difícil entonces así poder tener alguna conclusión específica, aunque bueno, claro que la podemos tener porque finalmente tenemos lo que se planteó para 2020 y lo que está planteando para el presupuesto, pero además también tenemos las actividades. Eso nos da la posibilidad de, bueno, en mi caso particularmente yo pienso que no tengo ningún problema en la aprobación. Pero sí para las presentaciones creo que hay que idear algo que nos permita ver si las actividades se están cumpliendo. Porque como dije hace rato, la disciplina presupuestal es muy importante. Pero no quiere decir que si yo digo que voy a gastar 10 y me gasto 10 estoy bien. Si digo que gasté 8 e hice lo que tenía que hacer, pues me tienen que aplaudir. Pero si gasto 15 en lugar de 10 que es lo que tenía que gastar, pues no estoy haciéndolo bien y la inversión no me dice el cómo va el proyecto porque finalmente todos estos tienen recuperación de costos y nosotros somos los socios. El Estado es el socio. Entonces tenemos que cuidar que lo hagan en la forma más eficiente posible, que no gasten de más.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- De hecho, comentar. Por ejemplo, en este caso del Contrato R02-L01-A11 que corresponde a Repsol, dentro del sistema del Fondo Mexicano del Petróleo no se tiene registrado ningún costo para 2017. Los costos los empezaron a registrar con fecha de inicio a partir de 2018 y los correspondientes para 2019. ¿No? Entonces en ese caso la actualización para la siguiente vez que veamos un programa de este Contrato, esta columna de 2017 pues seguiría en cero porque no se ha cargado efectivamente nada en 2017.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero creo que sí es bien importante comentar que una cosa es la actividad física y otra cosa es el reporte al Fondo Mexicano del Petróleo. Porque si bien no reportaron nada en 2017, posiblemente se hicieron actividades, pero las reporta en 2018. Entonces eso nos tergiversa de alguna forma la visión de cómo se está dando la erogación de los presupuestos.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí. Y al final el reporte del Fondo recordemos que se hace con base en las facturas, las facturas emitidas y al final de cuentas pues pueden no coincidir. O sea, puede ser o la fecha de inicio o la fecha de terminación de la actividad o la fecha en que se hizo el pago. Entonces digamos, o sea, en ese sentido pues dar seguimiento puntual es complicado, pero digamos lo estamos haciendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero sí lo podrían hacer como suma de todos los años anteriores.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Claro. Pero entonces repetir la misma recomendación de aquí de que poner al dorso 2019 real, en la página anterior, en la página 23. En la página 23 tenemos nosotros lo que se está presupuestando para el 2020, pero deberíamos nosotros tener aquí una cosa igualita que diga esto fue el año 2019 presupuestado y 2019 realizado, que es lo que dice el doctor Néstor, para saber si las actividades van en tiempo. Entonces creo que, así como tenemos que tener 2019 presupuestado, 2019 real y 2020 presupuestado, deberíamos tener en actividades también y eso nos ayudaría a dar seguimiento a actividades y dar seguimiento financiero. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo hicimos de una manera diferente. Cuando aparecen las notas abajo de esta tabla es justamente haciendo referencia a los cambios que hubo, pero efectivamente, lo vemos en una tabla para hacerlo más gráfico, más visual.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a las propuestas de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. La propuesta que les quiero hacer es leer el fundamento del Programa de Trabajo y referirme a cada uno de los Contratos y

posteriormente los presupuestos para dar una sola lectura a los fundamentos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.67.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por BP Exploration México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018.

ACUERDO CNH.E.67.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por BP Exploration México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por BP Exploration México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018.

ACUERDO CNH.E.67.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por BP Exploration México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

ACUERDO CNH.E.67.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018.

ACUERDO CNH.E.67.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-05/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018.

ACUERDO CNH.E.67.005/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores

Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018.

ACUERDO CNH.E.67.006/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-02/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.007/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020

presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

ACUERDO CNH.E.67.007/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.008/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018.

ACUERDO CNH.E.67.008/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-15/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa

de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.009/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.67.009/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.010/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.67.010/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.011/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.67.011/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Exploración, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.012/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.67.012/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A11.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

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

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 Comisionados, buena tarde. Les daremos los detalles acerca del Plan de Exploración que presenta el operador Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. respecto del Contrato CNH-M5-Miquetla/2018. Por supuesto estamos verificando que el fundamento legal que debe de cumplir el operador para desahogar este trámite es el que se debe de cumplir, que es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en el propio Reglamento Interno que nos faculta para traer este tema aquí al Órgano de Gobierno, en los lineamientos en todos los artículos que hacen referencia a la aprobación del Plan de Exploración y lo que establece el propio Contrato de este bloque.

Nada más para que tengan una referencia, el bloque es este que está configurado con este color rosa bordeado por este color rojo. Como ven, es un área que se encuentra en Tampico-Misantla, entonces está bordeada por muchas otras Asignaciones de Petróleos Mexicanos, entonces es un área con suficiente actividad petrolera. Si avanzamos entonces vemos cuál es la localización.

Se localiza, como les decía, en la cuenca de Tampico-Misantla en los Estados de Veracruz y Puebla, aproximadamente 39 km al noroeste de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo. Como antecedentes exploratorios pues esta área es de las, digamos, donde típicamente se desarrolló la actividad petrolera de hace más de un siglo, entonces es una zona en donde se han hecho muchas actividades y me referiré únicamente a algunas. Son cerca de 145 pozos, de los cuales 16 han sido exploratorios en el área. Hay información geofísica tanto de un proyecto 3D que se llama Furbero ESARD, como de otro que es de Furbero, Presidente Miguel Alemán, Remolino 3D. Hay gravimetría, magnetometría en el área. También hay estudios exploratorios, estudios de sistemas petroleros, estudios sedimentológicos particularmente orientados aquí para la formación Pimienta. Este ya realizado por DWF. Estudios de evaluación geoquímica, estudios petrofísicos y sísmicos, todos estos enfocados en la formación

Pimienta, que es lo que vemos en el mapa de la derecha. El cubrimiento sísmico que tiene el área en los dos estudios que les refería aquí 3D.

Ahora bien, respecto de la cadena de valor, si avanzamos, vemos que esta etapa, esta área perdón, ya se encuentra en una etapa de incorporación de reservas para el play en donde se están presentando las actividades. Entonces el objetivo de este Plan de Exploración es incorporar recursos de aceite y de gas en la formación Pimienta del Jurásico particularmente, que es una formación, mejor dicho, es una acumulación que traía yacimientos no convencionales. Mediante una serie de estudios exploratorios y la perforación de un pozo exploratorio, eso es lo que está inscrito en el plan actualmente. Como sabemos, en los Contratos siempre existe un Programa Mínimo de Trabajo. Este Programa Mínimo de Trabajo está realizado en unidades y es por 11,209 unidades lo que debe de darse cumplimiento a ese plan. Aquí nada más hacer la aclaración. Típicamente cuando les presentamos esta cadena de valor vemos que la última etapa es la de caracterización y delimitación. Aquí estamos poniendo que aquí habrá un programa piloto. Vamos a ver más adelante que el Plan de Exploración ya nos da una visión de que el operador está justamente yendo hacia lo que sería esta etapa de un programa piloto.

Ahora bien, entonces las actividades que están pensando realizar, si vemos en la que sigue, es adquisición y procesamiento de información geofísica. Es decir, van a recibir los datos de esos estudios sísmicos que les refería como antecedentes. Los van a reprocesar. Harán una serie de estudios exploratorios a lo largo del periodo inicial de exploración como ingeniería de detalle, que es revisión de todo lo que tiene que ver con la perforación del pozo que están planteando, la interpretación sísmica, la evaluación de los recursos prospectivos que estarán asociados una vez que se haga este reproceso y, como les decía, la documentación del programa piloto que es el que se derivaría en caso de éxito del pozo exploratorio y de tener una suficiente productividad del pozo. Entonces por supuesto ya yéndome a la actividad del pozo, sería rehabilitar el camino a la pera que existe y perforar y terminar el pozo, además de hacer el aforo del mismo y tenerlo en producción temprana.

Recordemos que los lineamientos para aprobación de planes refieren que en el caso de los yacimientos no convencionales dadas las actividades y

cómo son este tipo de pozos, pues no conviene cerrarlos, se tienen que mantener abiertos. Entonces se abre la posibilidad de que los operadores mantengan en producción temprana estos pozos y ellos lo están manifestando. El lineamiento lo que establece es justamente que el operador lo manifieste en el plan y así es como lo están haciendo. Entonces eso es lo que manifiesta este operador aquí. Ahora, respecto del prospecto, si vamos a la siguiente.

El prospecto se llama LOA-1. Ese prospecto tiene como objetivo, les decía, la formación Pimienta. Está a una profundidad vertical de 2,675 metros bajo el nivel del mar. Si vemos, está en esta zona. Entonces llegan hasta esta parte con el pozo horizontal. Después harán el pozo horizontal por un desplazamiento de 2,000 metros, por lo tanto, la profundidad total desarrollada será de poco más de 4,500 metros. La elevación del terreno es muy baja es de cerca de 47 metros. Después harán, ahorita todavía está en diseño, no es momento de platicar específicamente de esto, pero tienen consideradas de 17 a 20 etapas de fracturamiento. Después harían la medición del pozo y su flujo por un caudal y presión de 24 a 48 horas cada uno con diferentes estranguladores para mejor justamente cuál es la productividad que tiene este.

Y respecto a las metas volumétricas que están pensando ellos ahora con la información que tienen, pues es primero esperan encontrar aceite ligero, lo cual pues está suficientemente sustentado. Si ustedes ven, la probabilidad de éxito geológico es muy alta pues porque ya para empezar hay un pozo que es el Campana-101 que es un pozo gemelo que estaría aquí, que es el que les está dando todo el control geológico, por lo que ya van con un pozo bastante seguro a lo que van. Entonces los recursos prospectivos a la media sin riesgo son de 3,700 millones de barriles. Recordemos que los recursos en estos yacimientos no convencionales son vastos, entonces aquí el tema es el flujo. Entonces la posible incorporación de recursos pues se ve bastante abatida hasta 100 millones de barriles, eso es lo que esperarían encontrar ellos.

Como se les mencionaba en las actividades que van a realizar, ellos después de hacer la interpretación sísmica harán todavía una evaluación de recursos prospectivos. Esta es la información inicial con la que se está planteando justamente este Plan de Exploración. Entonces si seguimos.

Vamos a ver estas actividades que les he referido nada más cómo están calendarizadas.

Están la parte de permisos ambientales. Recordemos que hay una serie de normativa específica para los no convencionales tanto aquí en la Comisión como la CONAGUA, como en la ASEA. Entonces ellos están planteando todo este tiempo para llevar a cabo las gestiones que deben de realizar y dar cumplimiento a toda esa normativa para todo el siguiente año. A la par que están dándose esas gestiones, pues se harán los estudios técnicos que son los de recepción de los datos, procesamiento de los mismos, el inicio del diseño del pozo a través del VCD. Después entonces ya tendrán, estarán en oportunidad de llevar a cabo la perforación del pozo, la terminación del mismo, hacer los estudios PVT y la producción temprana de este pozo que se estima que puede ser por cinco meses. Eso es lo que están estimando ellos.

Después a lo largo de la perforación del pozo entonces se hará el reprocesamiento sísmico una vez que se cuente con los registros que se obtienen de la perforación del mismo para volver a calibrar estos modelos geológicos que se tienen a partir de la información sísmica y una nueva evaluación de recursos. Y finalmente ellos podrían estar en oportunidad de documentar el programa piloto, que es el que les permitiría avanzar en la cadena de valor que les refería hace un momento.

Ahora, en la siguiente vamos a ver. Tenemos que se debe de cumplir el Programa Mínimo de Trabajo. Entonces les refería que el Programa Mínimo de Trabajo es de 11,209 unidades. Ellos están con las actividades que están plasmando, nos llevarían hasta 17,456 unidades, con lo que se cumple por mucho el Programa Mínimo de Trabajo. Por supuesto lo principal sería la perforación del pozo y la terminación del mismo, es lo que da la mayor cantidad de unidades. Entonces vemos que se cumple con todas las actividades, están bien tasadas digamos respecto de lo que establece el anexo 5 del Contrato. Ahora bien, si avanzamos.

Vemos que, dado que va a haber labores de producción temprana, entonces durante la etapa de producción habrá, debe de establecerse un Programa de Aprovechamiento de Gas. El operador entonces nos presenta un análisis técnico-económico en cumplimiento de la normativa y lo que nos dice pues es que, dado que estarán en una etapa de pruebas de este

pozo exploratorio y no hay infraestructura, pues no es viable dado la cantidad de hidrocarburo que se recuperaría, en este caso gas, construir infraestructura ex profeso para esta prueba. Por lo tanto, en cumplimiento también de la normativa, estarían haciendo la destrucción controlada del gas durante esta etapa, solamente durante la etapa que esté en la producción temprana este pozo. Una vez que ellos avancen a la etapa 2, que es donde estábamos hablando del programa piloto, pues entonces ahí sí ya tendrían que hacer el análisis para construir infraestructura para aprovechar el gas y ya no destruirlo. Eso es lo que está planteado en el Plan de Exploración. La que sigue por favor.

Bueno, ellos ya tienen aprobado un punto de medición provisional que fue aprobado por la Comisión hace prácticamente un año, entonces es el que usarían para la medición de los hidrocarburos durante esta etapa de producción temprana. Si avanzamos, vemos entonces el Programa de Inversiones.

El Programa de Inversiones considera pues las categorías o las subtareas que hemos visto. En general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías, perforación de pozos, seguridad, salud y medio ambiente. Vemos que el pozo pues es el que involucra la mayor inversión de todas, el 89% de la inversión está destinado al pozo. Todos los estudios pues son de una inversión mucho menor. Si seguimos.

Vemos que traemos los programas asociados. El programa asociado con la Secretaría de Economía del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y el de Transferencia de Tecnología, nosotros ya hemos hecho la consulta con la Secretaría de Economía. No tenemos todavía la respuesta, entonces podemos pasar por esta aprobación, quedando pendiente esa respuesta de la Secretaría de Economía con la forma en la que lo hemos hecho típicamente en otras ocasiones, en donde decimos que en caso de que la respuesta de la Secretaría de Economía sea negativa, el operador deberá entrar a un proceso de modificación del plan. Si en caso de ser positivo, se incorpora al plan y se sigue adelante. Verificamos con la ASEA entonces respecto de la autorización que tienen y nos dicen que ellos no cuentan todavía con la aprobación. No obstante, les están pidiendo que en cuanto se apruebe su Plan de Exploración lo lleven a la ASEA para entonces darle cumplimiento e inscribirse en el padrón digamos o tener la

autorización de la ASEA. Eso es lo que oficialmente nos comunicó la ASEA. La que sigue por favor.

Entonces tenemos las conclusiones. Vemos que el objetivo de este plan pues es consolidar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo. Con la información que ya se tiene de la actividad previa que fue enfocada a los convencionales, pues ahora se puede ir a la parte no convencional, específicamente en el play Pimienta que está dentro del área. Y estas actividades previas que se ha visto en otros pozos como los que aparecen ahí Horcones-8127, Corralillo, Furbero, pues dan sustento para que este plan avance para ese tipo de plays. Entonces la estrategia que está planteando el operador, así como los tiempos de ejecución que está plasmando, los consideramos acordes a los objetivos que se plasman y además resultan apropiados para el área y para probar el concepto del play no convencional y avanzar hacia la etapa del programa piloto. Se prevería entonces una incorporación de recursos del orden de 108 millones de barriles a través de una inversión de cerca de 16 millones de dólares. Eso es lo que estaríamos planteando. La que sigue por favor.

Entonces vemos que el Plan de Exploración se advierte técnicamente factible toda vez que las actividades permiten generar ese conocimiento del subsuelo y además cumple con la normatividad aplicable. Entonces por eso es que traemos a ustedes esta propuesta para someter a consideración de aprobarse el Plan de Exploración asociado con el Contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias. ¿Algún comentario? Sí, Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una duda. La última lámina, la anterior a esta plantean una incorporación de recursos del orden de 108 millones de barriles. ¿Eso es aceite ligero, todavía falta el gas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Eso es solamente de aceite, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cuánto se plantea de gas? No tienen, debe ser una muy buena cantidad ¿No?.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Bueno. Para el tema del gas nos presentaron un pronóstico de producción diaria que está en el orden de los 0.3 o hasta 0.5 millones de pies cúbicos diarios. Lo que sí es de la perforación los últimos pozos en ese tipo de yacimientos ha tenido un comportamiento muy variado. Entonces no tienen un pronóstico determinado para el tema del gas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero seguramente debe ser una muy buena cantidad. Para poder obtener estos recursos, ¿cuántos pozos piensan perforar?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ellos todavía no plantean cuántos serían los pozos para el programa piloto. Es parte de lo que tendrían que definir una vez que prueben la productividad, que tengan los datos para saber la productividad de este pozo exploratorio, ya estarían en función de decirnos cuántos para el programa piloto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La otra cuestión es en el plan hay actividades que tienen que ver con la parte petrolera, pero hay actividades que tienen que hacer también para definir la línea base ambiental. Eso no lo presentaron. No tienen que presentarlo obviamente, es una cuestión que no es nuestra atribución, pero veo que tienen casi un año para ver algunos trámites, pero no vi específicamente la línea base ambiental que les va a llevar un rato.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Recordemos también que en esta área contractual va a la par el desarrollo del Campo Miquetla, entre otros. Hay actividades que digamos están segmentadas en el sentido de que mucho, por ejemplo, en el caso de los aspectos ambientales, muchos van integrados para la sugestión ante las autoridades correspondientes. Aquí por ejemplo para esta localización en gran parte fue definida porque cuentan ahí ya con permisos ambientales que les facilita iniciar sus actividades en el corto plazo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues yo me refería más bien a la base ambiental que no tiene que ver con los principios ambientales y

que CONAGUA tiene una regulación diferente para este tipo de casos. Tienen que perforar los pozos, o sea, que son de agua. O sea, no tienen que venir aquí, pero tienen que, pozos someros.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. No lo presentamos nosotros pues porque los cronogramas son muy amplios, pero ellos en el Plan de Exploración sí desagregan cómo van a ir avanzando con la MIA, con la MIA regional, cómo van a ir avanzando con CONAGUA. Sí tienen un cronograma específico mes por mes para ir avanzando con los permisos ambientales.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, mi preocupación es por si estaban consideradas todas esas actividades para que realmente se cumpla el programa, porque la perforación es hasta el año 2021. Entonces si no se tiene bien configurado todas esas actividades, pues se va a ir más lejos todavía.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, sí lo tienen, lo tienen desagregado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo no tengo inconveniente en este caso, por eso un Plan de Exploración. ¿No? Está entendido que todavía falta el permiso de la ASEA, ¿y la perforación ocurriría en 2021 está programado esto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hacia finales de 2020, principios de 2021 ahí está ahorita en el programa.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. Sí, doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, solamente si me permiten un poco lo que decía aquí a ingeniera Jennifer Elliott. Es de que este Contrato en realidad viene del 2018 y en realidad se amplió un poco su presentación hacia la Comisión. Inclusive nos pidieron un poco de prórroga para la presentación del plan porque viene también digamos en congruencia con un Plan de Extracción de yacimientos convencionales,

pero esto sí básicamente para el área de Tampico-Misantla de Chicontepec en donde están algunos campos como Palo Blanco, Agua Nueva, Coyol y Miquetla, que son yacimientos vamos a decirles convencionales en Chicontepec. Digo "convencionales", pero son de Chicontepec y que estarán presentándose pues próximamente creo que en la próxima sesión.

Entonces ellos están presentando lo que ya viene en este tipo de yacimientos con este Plan de Exploración. Teniendo la columna completa, ellos tenían la obligación de presentar tanto el Plan de Desarrollo para los yacimientos que vienen en producción como la parte exploratoria que en este caso están presentando en los yacimientos no convencionales. Es importante decir que gran parte, como nos lo presentó aquí el maestro Hernández, viene en la parte del cumplimiento normativo tanto en ASEA como también hay que decirlo lo de CONAGUA. O sea, la parte de CONAGUA está manejando, es casi un año de trámites también mientras hacen los estudios, sobre todo de sísmica para poderlo tener. Aquí hay muchos pozos, hay muchos pozos verticales que ya tienen información de este tipo de formaciones. Entonces digamos gran parte de lo que es voy a decir el contenido orgánico que es bien importante, la parte geoquímica, la parte de espesores (la parte) pues ya lo tienen. Entonces esto les va a servir mucho para poder hacer una evaluación de los recursos, del potencial digamos en esta área que nos hace mucha falta para este tipo de recursos, que es el objetivo principal de esta primera etapa. Estamos apenas iniciando.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Dado que se está presentando el Plan de Exploración, ¿tienen idea de en qué fecha se presentaría un Plan de Extracción?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, el Plan de Extracción asociado a estas actividades.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, asociado porque con este Plan de Exploración, si se aprueba, digamos que cambiaría todo el plan que ya habían presentado por los tiempos que ya se correrían.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Claro. Ellos estiman que para finales de

2021 estarían ya en posibilidades de documentar el programa piloto. El programa piloto pues, que era un poco la pregunta del doctor Néstor, se estimaría la producción de algunos pozos. Por supuesto no lo sé, pero pensemos en unos ocho pozos que se llevarían muy probablemente gran parte del año 2022. Y entonces durante ese programa piloto yo creo que nos tomaría pues ese año de la perforación y ver las características de productividad. Seguramente después de eso ya estarían en condiciones de presentar el Plan de Desarrollo para este tipo de yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Todavía falta, sí. ¿Algún otro comentario Comisionados? No. Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.67.013/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

ACUERDO CNH.E.67.013/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, 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 FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes Comisionado, Comisionados, todos los presentes. Como se mencionó, vamos a presentar lo que es la modificación al Programa de Transición que nos está presentando Jaguar Exploración y Producción referente al área contractual VC-02. Primeramente, vamos a presentar lo que es la relación cronológica de la revisión que se llevó a cabo de esta solicitud y podemos ver que esta ingresó el día 6 de septiembre de 2019. Siguiendo el procedimiento que tenemos dentro de la Comisión, primero se hicieron aclaraciones y prevenciones hacia el operador. Estas en el periodo que se tenía estimado no las atendió el operador. Solicitó una prórroga para poder atenderlas y posteriormente ingresó el 29 de septiembre de este año lo que sería la información sobre estas aclaraciones y prevenciones y a partir de ahí se llevaron a cabo diferentes reuniones y comparecencias con ellos para poder estar en condiciones de tener la información suficiente para poder llevar a cabo el día de hoy 14 de noviembre lo que sería esta sesión de Órgano de Gobierno para su aprobación.
>
> Las características generales del Contrato. Este, como se dijo, el operador es Jaguar Exploración y Producción. El área del Contrato tiene 251 km^2. Este

fue adjudicado o tiene una fecha efectiva del 8 de diciembre de 2017. Tiene 30 años de vigencia a partir de esta fecha. Es un Contrato del tipo Licencia. La profundidad que tienen ellos asignada para llevar a cabo actividades de exploración y extracción no tiene ninguna restricción y tiene colindancias con dos áreas de Asignación de Petróleos Mexicanos y otras dos áreas contractuales.

Dentro también de lo que son las generalidades del área contractual, tenemos que tiene actualmente 19 pozos, 4 de ellos son productores de gas no asociado, 1 pozo productor de aceite y 14 pozos taponados. Las formaciones en las que están llevando a cabo ellos los trabajos de extracción es la brecha San Felipe y Guzmantla Inferior. El rango de porosidades de estos campos anda entre el 9% y el 10%. El tipo de yacimientos que se tienen son dos que sería el yacimiento para lo que es el Campo Cópite que es de gas no asociado. Tenemos otro campo que es de aceite negro que es el Manuel Rodríguez Aguilar y la temperatura para los campos varía: Cópite, 77, Manuel Rodríguez Aguilar, 83. Las presiones también son diferentes para cada uno de ellos puesto que están en diferentes profundidades, que van desde los 271 y 269 kg/cm^2 y tenemos que la presión actual de estos campos en Cópite es de 73 kg/cm^2 y para Manuel Rodríguez Aguilar de 55 kg/cm^2. La densidad relativa que tiene el yacimiento de gas es de 14.4 grados API y el yacimiento Cópite que produce gas es de 0.62.

Los elementos generales del Programa de Transición que nos están presentando es que ellos para este periodo que están proponiendo de modificación van por 0.14 mil millones de pies cúbicos de gas, 5,700 barriles de aceite negro. Van a estar llevando a cabo ellos actividades solamente de lo que sería mantenimiento a la producción que consisten en una reparación menor, mantenimiento a pozos, a la infraestructura superficial y van a estar adquiriendo información para actualizar sus modelos estático y dinámico. Para llevar a cabo todas estas actividades, consideran una inversión de 0.90 millones de dólares y un gasto de operación de 0.85 millones de dólares también que nos dan un total de 1.75 millones.

Nos están presentando ellos el motivo y la justificación de la modificación del Programa de Transición. Lo están haciendo en términos del artículo 72

de los Lineamientos de Planes de la Comisión que dice que cuando el operador requiera una ampliación de la vigencia del Programa de Transición, puede concederse hasta por 12 meses o un año adicional de la vigencia que tendría. Lo que están planteando ellos es dentro de su pronóstico de producción ahí podemos ver en la parte verde clara lo que ellos estarían estimando recuperar para lo que es este periodo adicional de 12 meses. Sería, como lo dijimos, 5.7 miles de barriles en lo que sería el aceite. La que sigue por favor.

Y para el gas también ellos estimarían lo que está en la barra naranja que sería, si le dan continuidad operativa a las actividades, lo que estarían recuperando. Ahí se ve que en el plan actual no pudieron llevar a cabo ellos dos actividades en cuanto a reparaciones menores y otras dos adicionales en cuanto a las mayores y eso es lo que hace que se vea la diferencia entre la parte amarilla y lo que sería la línea azul que es como vienen ellos, que es concordante con lo que ellos estiman van a seguir produciendo en este caso. Si pasamos a la siguiente por favor.

Ellos en cuanto a lo que es su punto de medición no tiene ningún cambio, tienen autorizado un punto de medición provisional que es el que están en este momento operando, con el que están operando, y están entrando a instalaciones de Petróleos Mexicanos lo que sería la producción de aceite que es donde se encuentra ubicado este punto de medición provisional. Y para lo que sería el gas que viene del yacimiento Cópite, igualmente ellos tienen dos puntos de medición provisional, uno que se encuentra en el cabezal Cópite y otro que se encuentra en el cabezal de recolección Chilpaya y posteriormente de estos puntos de medición provisional pues ya las corrientes de gas entran hacia las instalaciones de Petróleos Mexicanos de Cópite y Matapionche. Es como actualmente vienen operando y van a continuar operando en este Programa de Transición.

Aquí tenemos lo que nos están presentando que sería su Programa de Inversiones. Como se mencionó, son 1,752,000 dólares que estarían ellos destinando principalmente a lo que son las actividades generales de la operación del campo o del área contractual y también estarían llevando algunas actividades para toma de información, estudios de ingeniería de yacimientos, intervenciones de pozos y lo que sería la operación de las instalaciones superficiales del campo.

Dentro de las recomendaciones que ponemos nosotros, aunque es un periodo corto de 12 meses el que van a seguir operando, es que, pues sí, como lo plantean ellos, deben de actualizar su modelo estático y dinámico porque este posteriormente, estos dos modelos les van a servir a ellos para poder presentar ya lo que sería un Plan de Desarrollo para la Extracción a largo plazo. Entonces esta información que están tomando en este año adicional les va a servir mucho a ellos para tener mayor certeza en su plan ya multianual. Esta información también les va a servir a ellos para que tengan certeza en cuanto a las reservas. Tienen que hacer un recálculo de las reservas porque las que manifiestan o manifestaron ellos cuando presentaron esta modificación son las mismas con las que recibieron el campo. Pero ya han operado prácticamente dos años y van a operar el campo, con lo que pueden tener mayor información y recuantificar.

Requieren también ellos tener una continua optimización de la producción e infraestructura para que no se les caiga, por lo menos mantengan el nivel de producción que tienen ahorita nada más con la producción base, sin tener desarrollo adicional. Y también lo que estamos poniendo es que tienen que tener un monitoreo constante de la presión en los campos y de la producción igualmente para que les sirva a ellos para hacer la proyección de su nuevo plan y para que identifiquen problemas de productividad que pudieran tener en este periodo de 12 meses y no se les vaya a caer más la producción en el campo. La revisión la hicimos en cuanto a lo que es el cumplimiento de la normatividad actual, la Ley de Hidrocarburos, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, Lineamientos Técnicos en Materia de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado y las condiciones que tiene el Contrato actualmente con Jaguar.

Y derivado del análisis que hicimos de este Programa llegamos a la conclusión de que se propone a este Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la modificación del Programa de Transición asociado al Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe alguna modificación. Eso es lo que traemos sobre este tema.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestro Castellanos. Comisionados, ¿alguna pregunta o comentario? Adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario. Si analizamos la producción que ellos esperan para el periodo de transición y lo monetizamos, pues con mucho llegan a la parte que tienen que invertir en los gastos. Ellos así de lejos van a perder un millón de dólares. Entonces es muy importante que la empresa se mueva rápidamente al Plan de Exploración y luego al Plan de Extracción, porque así como están no es rentable. Pues no sé, habría que, no sé, de alguna manera, ¿cuál será la palabra? motivarlos para que se muevan más rápidamente a producir ya de una manera más estructurada.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Lo que están haciendo ahorita, como se comentó, nada más son actividades para mantener el campo. Aquí, como bien lo observa Comisionado Moreira, la situación que tenemos es que ellos ya tienen de alguna u otra manera un planteamiento de lo que sería su Plan de Desarrollo. Sin embargo, la incertidumbre que han tenido en el comportamiento del campo y lo que han analizado ellos de la información que tienen en este momento técnica, hizo que suspendieran las dos actividades incrementales que eran dos reparaciones mayores. Eso probablemente les hubiera dado mayor producción y no hubieran salido en este caso abajo de sus costos de operación. Pero es todo este análisis de información. Ellos lo que comentan es que les va a permitir tener más certeza en lo que estarían planteando en el de desarrollo. Entonces de alguna manera pues sería inversión en ver cómo se comporta el campo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.67.014/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga y modificación al

Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.

ACUERDO CNH.E.67.014/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos y 72 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V., asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, 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 FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias. Vamos a proceder a presentar lo que fue el análisis que técnicamente hicimos sobre el Programa de Trabajo y Presupuesto de 2020 para lo que es el contratista Fieldwood y sería la que sigue por favor.

Vamos a ver ahora lo que es la relación cronológica. Igualmente, lo que se presentó de inicio es que nos hicieron la solicitud de aprobación de este plan el 30 de septiembre de 2019. Se les previno información. Ellos atendieron esta información durante el periodo de septiembre y octubre y posteriormente en la tercera semana de octubre nos pidieron ellos una prórroga para poder continuar y resolver el caso y tuvimos una comparecencia con ellos en las que se hicieron diferentes aclaraciones de información que requeríamos nosotros para estar en condiciones de poder emitir la opinión que se presenta hoy 14 de noviembre de 2019 sobre este Programa de Trabajo y Presupuesto.

Rápidamente vamos a ver lo que son las generalidades del área contractual. Esta tiene prácticamente 58 km^2 de extensión en área. Está ubicado en aguas someras en la línea fronteriza de Tabasco y Campeche. Es un yacimiento que está costa afuera. El Contrato tiene 25 años de vigencia a partir del 7 de enero de 2016 que es su fecha en la que se firmó. Tenemos también que este es de tipo de producción compartida. Los socios son Fieldwood Energy E&P México y Petrobal Upstream Delta 1. Para realizar sus actividades tanto de exploración y extracción, no tiene restricciones en la columna geológica y, como se comentó, tiene dos yacimientos. Perdón, estamos comentando primero que es el yacimiento Ichalkil y Pokoch que se encuentran en formaciones del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Tiene colindancias con cuatro Asignaciones de Petróleos Mexicanos que se encuentran también costa afuera y vamos a ver ahora lo que están presentando ellos dentro de lo que es ya su Programa de Trabajo que están presentando.

El presupuesto sería para este caso de 622 millones de dólares —la siguiente por favor— y están planeando recuperar 2.3 millones de barriles

de aceite y 3.5 miles de millones de pies cúbicos de gas. En esta lámina podemos ver el cronograma. Ellos están trabajando. Traen ahí un atraso respecto al plan en cuanto a lo que es la construcción de dos plataformas que van a estar terminando ellos a mediados del 2020 que se tenía programado terminaran en enero de 2020. Tienen seis meses de retraso. Y también estamos viendo que traen retraso en lo que serían los dos ductos que van a conectar de estas plataformas. Después traen ellos cinco actividades en pozos. En lo que sería la perforación de pozos en Ichalkil serían tres y lo que sería Pokoch serían dos y van a estar recuperando dos pozos que ya están perforados que son pozos en su momento que se perforaron como delimitadores y estos los estarían recuperando con unas reparaciones mayores. Eso es lo que tienen ellos dentro de su programa de 2020.

Y ahora vamos a ver lo que ellos presentan como pronóstico de producción, ya una vez que se haya concluido toda la infraestructura y los pozos, empezarían a producir a partir de octubre de 2020. En promedio anual en aceite ellos esperarían tener 25,500 barriles por día y el volumen total a recuperar serían 2.3 millones de barriles. En cuanto al gas ellos estiman que su promedio anual sería de 39.2 millones de pies cúbicos diarios y en cuanto al volumen total a recuperar en este periodo de octubre a diciembre sería de 3.5 miles de millones de pies cúbicos diarios. Aquí estamos presentando lo que sería el Programa de Inversiones que tienen ellos programado.

Como podemos ver, la mayoría de las actividades que están puestas o las actividades que están puestas aquí en esta lámina son todas las que tienen ellos. En la parte superior podemos ver lo que tienen en el Programa de Inversiones del plan que serían 237 millones y en la parte de abajo, en la tabla de abajo para el 2020 el presupuesto que están presentando es de 586.79 millones de dólares. Esta diferencia entre el plan y lo que están pidiendo de presupuesto es por lo que vimos en la lámina anterior que traen atrasadas algunas de las actividades en cuanto a la construcción de las plataformas y ductos y que estarían llevando a cabo este año. Y están haciendo esa reprogramación. En la tabla de la derecha podemos ver cómo se están llevando a cabo cada una de estas actividades y el avance que tienen. Y como estaba yo comentando, las principales diferencias se refieren a lo que es la recalendarización de actividades del 2019 al 2020 y

algunos ajustes también en cuanto a los costos de estas actividades que van a llevar a cabo.

En la siguiente lámina nosotros podemos ver igualmente con la misma estructura lo que sería ya el presupuesto que están solicitando ellos, pero respecto a las actividades ya de producción. Ya como entrarían ellos a producción, están dentro del plan, se les había aprobado 91 millones de dólares y lo que están poniendo ellos para su programa de presupuesto es que solamente estarían utilizando 34 millones de este total de 91. Principalmente, las diferencias como lo muestra en la tabla de la izquierda es por la recalendarización de actividades. En el caso de operación de instalaciones de producción es la recalendarización de actividades propuestas puesto que la producción no iniciará en enero de 2020, sino que este retraso en lo que tienen ellos en la infraestructura y los acuerdos para mover su producción a través de Petróleos Mexicanos de inicio los lleva a iniciar hasta octubre de 2020. Eso es lo que está haciendo que haya esas principales diferencias. Igualmente, en lo que serían los ductos, tienen la diferencia porque llevan también seis meses de atraso y tienen que recalendarizar ellos el uso de los recursos para poderlo estar pagando en el primer semestre de 2020. La que sigue por favor.

En conclusión, de lo que estuvimos revisando nosotros en cuanto a los requisitos establecidos, en cuanto al presupuesto vemos que es congruente con lo que pidieron o se aprobó más bien en el Plan de Desarrollo. Los costos son razonables respecto a lo que presentan. Es consistente con los requisitos del Contrato y se enmarca dentro de las mejores prácticas internacionales en materia de extracción de hidrocarburos.

También hicimos nosotros, la siguiente por favor, lo que serían las conclusiones en cuanto al Programa de Trabajo. Estas contribuyen a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Están ellos ya en cuanto a lo que sería el pronóstico de producción pues ya, como se comentó, estarían entrando a producir a partir de octubre. Cumplen con estar buscando ellos con el plan que se le aprobó la maximización de la recuperación de volúmenes de hidrocarburo. Cumple con la parte también del uso de tecnología y también identificamos nosotros que también cumple con los elementos de los Lineamientos

Técnicos en Materia de Medición en cuanto a que ya tienen identificado dónde van a tener sus puntos de medición de acuerdo a su estrategia de extracción.

Toda la revisión que se está haciendo igualmente está enmarcada en la normatividad y la regulación aplicable: Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento a los Lineamientos de Planes, Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. Cumple con las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado y, como se comentó, con las condiciones del Contrato. Lo que nos lleva como resultado final a que se propone a este Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable el Programa de Trabajo y Presupuesto del ejercicio 2020 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, presentado por el operador Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe alguna modificación a este. Eso es lo que traemos Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Castellanos. Estoy viendo que básicamente subió a 100% el presupuesto que tenían planteado para 2020 y el motivo y la explicación que se da es por una recalendarización. Básicamente eso es.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aquí me voy a permitir cederle la palabra al maestro Jorge Luis para que nos ayude con la explicación de esta lámina por favor.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Correcto. En el caso de este Contrato, lo que nosotros registramos como parte, de nuevo, los costos registrados ante el Fondo Mexicano del Petróleo, es un total de 41.49 millones de dólares que son correspondientes al primer año que corresponde a 2019. Entonces, es decir, si sumamos 449 más lo que tenemos en la siguiente diapositiva, digamos más este que estaba programado aquí, de esos 449 solamente han ejecutado o han registrado en el fondo 41.49. En ese sentido, nos habla de una recalendarización de las actividades, como bien lo dijo el maestro Francisco y esto digamos repercute directamente al presupuesto 2020 en la parte de desarrollo. En la parte de producción,

como vemos, hay una reducción, pero esta reducción es en el mismo sentido. Dado que se retrasan las actividades de desarrollo, también se retrasan las actividades de producción y en ese sentido se estarían pateando para los siguientes años.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Pero cuánto en realidad, cuánto invirtieron en 2019, cuánto han invertido?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Hasta septiembre de 2019 son 41.49 millones de dólares. Eso si lo comparamos con los 444 pues es básicamente el 10% lo que han registrado al momento. Recordar que tienen digamos hasta mediados del 2020 para hacer el registro del cierre de 2019.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- También es importante para puntualizar el tema. No se están requiriendo recursos adicionales. Es la recalendarización de lo del 2019 que les queda como remanente que no utilizaron y se estaría programando para lo que sería el 2020. Entonces no se está requiriendo y no se está modificando lo que sería el Programa de Inversiones de todo el plan.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Una pregunta Comisionados? Doctor, adelante doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Se trata de perforación de cinco pozos con un pico al final del año de 35,000 barriles por día, muy importante. Pero hay una actividad, si pudiéramos poner la lámina 4, que tiene que ver con el acondicionamiento de Tumut-A. Precisamente por eso es que está tardando en entrar la producción. La producción entra en octubre porque pues está esperando la terminación del acondicionamiento de Tumut-A. ¿Nos podrían platicar más acerca de esto? Porque Tumut-A no es Fieldwood. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Lo que nos está manifestando el operador dentro de sus actividades es que también trae un atraso en la negociación con Pemex para poder empezar a usar esta infraestructura. Si nos podemos ir a la primera lámina auxiliar. Nosotros lo que hicimos en

sesiones pasadas es que se aprobó el Plan de Desarrollo de Tumut, donde venía enlazado las actividades que están llevando a cabo con... Creo que viene hasta el final, esa por favor.

Están llevando a cabo el acercamiento con Petróleos Mexicanos para en lo que sería su primera etapa de producción estar saliendo por lo que sería la plataforma Tumut. Esa plataforma Tumut, como lo revisamos en aquella ocasión, ya está declarada por Petróleos Mexicanos en este momento en desuso, ya no la va a utilizar. Y entonces a Fieldwood le sirve para poder empezar a llevar a cabo su proceso de producción. Sin embargo, la negociación, y de acuerdo a las condiciones del Contrato que tienen ellos con la Comisión, la situación de Petróleos Mexicanos en cuanto a que también es una entidad del Estado, les ha llevado más tiempo de lo que esperaban para poder empezar a utilizar también esta infraestructura. Dentro de lo que nos comentó Petróleos Mexicanos haciendo un balance general de cuál era el porcentaje de avance para poder llegar a un acuerdo y utilizar esta infraestructura por parte de Fieldwood, decían ellos que están en el 86%. Eso fue hace dos semanas. A lo mejor esperaríamos que ya en estos últimos meses ese porcentaje de avance para llegar a un acuerdo sea más alto y que la plataforma y esta filosofía que tienen ellos programada para empezar a producir la puedan tener lista para octubre de 2020 y empiece a producir el campo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quisiera agregar alguna información adicional. Este es un Contrato de Producción Compartida. La regalía que planteó el operador con lo cual se le asignó el área es del orden de 74% más otros impuestos. Para nosotros como Estado es bien importante que Tumut esté lista lo más antes posible y yo creo que hay que tener un seguimiento y apoyar las negociaciones ahí con Fieldwood y Petróleos Mexicanos porque finalmente pues más del 70% de la producción es para nosotros. Son 35,000 barriles, 35,000 barriles para fin de año 2020 y era producción que esperaban tener a partir de enero. Pero bueno, octubre es una buena fecha. La producción de aceite es alta, 35,000 barriles, pero la de gas tampoco se queda atrás, son 39 millones de pies cúbicos por día y estamos muy necesitados de ese tipo de hidrocarburos de gas. Entonces bueno, tenemos que reforzar nuestra supervisión para que logremos apoyarnos eficientemente como Estado para que el socio que se queda con menos del 20% pues pueda sacar la producción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, así lo vamos a hacer. Ya estamos implementando en la Dirección en toda la Unidad lo que es el seguimiento a todos estos Contratos críticos porque dentro de todo y la expectativa de producción que tenemos a reincorporar de Contratos, Fieldwood es de las mejores y esos 35,000 barriles son los de inicio. Ellos esperan llegar a un pico de producción de 100,000 barriles, que son muy buenos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado. ¿Algún comentario? ¿No? Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva que dé lectura al acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.67.015/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.67.015/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 9.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.016/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.67.016/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

II.10 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la maestra Lourdes Jamit Sentíes, Directora de Área en 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:

> "DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Como dijo la Secretaria Ejecutiva, les presentaremos el análisis del Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 relativo al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, cuyo operador es ENI México, S. de R.L. de C.V.
>
> Muy bien, primeramente les presentamos la relación cronológica. Recibimos el Programa de Trabajo y el Presupuesto el 30 de septiembre de este año de acuerdo con el Contrato. La Comisión posteriormente previno sobre esa información presentada el 7 de octubre de 2019, a la cual ENI atendió la información, la prevención de la información el 15 de octubre del mismo año. Posteriormente, la Comisión pidió una ampliación para resolver el 1 de noviembre del 2019. Con base en los dos alcances que recibimos el 18 de octubre y el 8 de noviembre de este mismo año y este día estamos presentando el análisis que les menciono.
>
> Muy bien, las generalidades del Contrato es que la superficie es de 67.203 km^2. Este es en Tabasco, en la región Marina Sureste. Tiene una vigencia de 30 años a partir del 30 de noviembre de 2015. Es un Contrato cuyo régimen fiscal es la producción compartida. El operador, como ya mencionamos, es ENI México. La profundidad para extraer tenemos aquí que destacar que son tres subáreas en esta área contractual. Para Amoca no tenemos restricción, lo mismo para Miztón, pero en Tecoalli tenemos restricciones debido a que el operador Pemex Exploración y Producción ya había tenido ciertas actividades en esta área. Los yacimientos y los campos es Amoca, Miztón y Tecoalli. Tenemos que destacar aquí que tenemos un gasto actual, bueno, a septiembre de 2019 de 9,431 barriles por día y de 5.46 millones de pies cúbicos por día con un solo pozo productor que es el Miztón-2. La siguiente por favor.

En materia de objetivo y resumen de actividades 2020, el presupuesto que se va a emplear 737.9 millones de dólares para recuperar un total de 7.3 millones de barriles de aceite y 5.5 miles de millones de pies cúbicos de gas. En esta situación podemos ver que las principales actividades que continúan desde 2019 a la fecha principalmente es la plataforma Amoca WHP1. También tenemos la reconversión, integración de una unidad flotante de producción y almacenamiento y descarga que es el FPSO y la procura e instalación de ductos entre las plataformas que se van a realizar y las plataformas y el FPSO. Estrictamente para el año 2020 tenemos la perforación de nueve pozos, cinco en el área que vimos que es Miztón y cuatro en la de Amoca. En Miztón las profundidades serían de 3,000 a 3,600 metros verticales y en Amoca de 4,000 a 5,000 metros verticales. La formación en la primera área sería Orca-2 y en la segunda serían Cinco Presidentes. Todos los pozos son tipo "J" desviados entre 20 y 80 grados y la terminación serían de tubería de 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2", dependiendo de la profundidad y del pozo.

También estamos contemplando que se hace una campaña muy fuerte para la toma de datos, especialmente en el campo de Tecoalli, porque ese todavía no se va a desarrollar derivado de la estrategia que tiene el contratista y lo que podemos observar aquí es que de un gasto de 9,000 barriles al día están esperando a mediados de 2021 tener 90,000 barriles por día. La siguiente por favor.

Muy bien, en el pronóstico de producción. Con un promedio diario de más o menos 20,000 barriles por día, están esperando llegar a 7.3 millones de barriles como les comentaba y en gas tenemos un promedio diario de 15 millones de pies cúbicos para llegar a una acumulada de 5.5 miles de millones de pies cúbicos, lo cual sí es un objetivo muy ambicioso. La siguiente por favor.

Muy bien. En materia del Programa de Inversiones, podemos observar en la parte de arriba lo que se tenía planeado en el Plan de Desarrollo y lo que se está presentando por programa y presupuesto asociado. Lo que podemos observar es que tenemos un aparente leve incremento derivado de lo que se ha venido realizando en el área. Podemos observar el avance de las actividades. El hecho de que tengan 100% no quiere decir que las

hayan completado, se pueden haber reclasificado o extendido en otra tarea o subtarea. Lo que sigue por favor.

En materia del presupuesto podemos observar que es congruente con el Plan de Desarrollo y el Programa de Trabajo, entonces son razonables los costos que están proponiendo conforme a las actividades que les estamos mencionando. Es consistente con los requisitos del Contrato y también se enmarca en las mejores prácticas de la industria. La siguiente por favor.

En materia del Programa de Trabajo, también es congruente con el Plan de Desarrollo. Las actividades que nos están incluyendo en este programa ya estaban planteadas desde que se presentó el Plan de Desarrollo y la reciente modificación en este año. El pronóstico de producción que se prevé recuperar lo que les había mencionado, el 7.3 millones de barriles de aceite y el 5.5 miles de millones de pies cúbicos de gas. Es congruente con estas actividades que se están proponiendo. El uso de la tecnología en materia de los pozos y la recuperación y las reparaciones mayores y menores también es congruente y adecuado para este proyecto. Y el operador sigue cumpliendo en materia de los Lineamientos de Medición derivado que es el mismo punto que se aprobó en el Plan de Desarrollo.

En conclusión, en materia de cumplimiento de la normatividad aplicable podemos ver que se cumple tanto el Contrato como la LORCME, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición y también las Disposiciones Técnicas de Gas porque hay que recordar que le aplican derivado que es aceite y gas asociado.

Y finalmente, derivado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno resolver en sentido favorable el Programa de Trabajo y Presupuesto del ejercicio 2020 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015 presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que se concluya su vigencia o se requiera una modificación. Eso es todo por nuestra parte Comisionados, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestra Jamit. ¿Un comentario Comisionado Moreira, Comisionada? Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No tienen ustedes por ahí el dato de a dónde van a llegar en los próximos años, la producción en los próximos años. Porque ustedes están poniendo aquí 20,000 barriles para el 2020, pero, ¿cómo se ve el 2021, el 2022, etc.?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- En 2020 se esperan los 90,000 barriles por día. En 2021 solamente se espera un incremento de hasta 100,000, 110,000 derivado de que se están construyendo las plataformas. Y recordemos que van a ser tres tretápodos y un monópodo y, como están separadas las subáreas, la conexión entre esos campos al FPSO y al CPG La Venta pues tardaría un poco. Entonces no es tan exponencial. Sería hasta el 2025 donde tendrían ya la totalidad de los pozos que estaríamos esperando una producción de 150,000, 160,000 barriles por día.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. O sea, ya ese ese sería su máximo desarrollo y sería ya cuando tendrían los campos totalmente desarrollados, completos en pozos, en infraestructura. Y pues como lo comentaba la maestra Jamit, es uno de los mejores planes que tenemos en cuanto a los Contratos porque la expectativa de producción pues es alta: 150,000 barriles.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá nada más, o sea, digamos que ahorita nuestra limitante es de infraestructura, de capacidad.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- Sí, claro. De hecho, la modificación al Plan de Desarrollo que se realizó este año fue derivado que la capacidad de producción, de la capacidad que tenía la planta San Ramón no era la necesaria para poder sostener la producción que tienen y recordemos que esta San Ramón también la tiene Pemex Exploración y Producción y por eso es que se desfasó un poco esta producción.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Uno de los puntos críticos en este proyecto es la puesta en marcha del FPSO, pero eso se va a ir hasta el segundo semestre de 2021. ¿No tienen alguna nota o noticia en relación a cómo va el asunto del FPSO? Un FPSO es una embarcación que permite recibir los hidrocarburos, tratarlos, exportarlos, pero pues no existen en el mercado. Entonces se diseñan, se mandan a hacer y eso ya tiene un buen rato de que lo hicieron. Empezaron en 2019, todo 2020. ¿No tienen alguna idea de cómo van?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- De hecho el avance es de 32.4% a finales de 2019 del FPSO.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y en 2020 cómo vamos?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- 2020 estaríamos teniendo ya un 80% del avance y se espera tenerlo en octubre y noviembre del 2021 y es por esto que se desfasa la meta de aprovechamiento de gas derivado de la conexión que se va a realizar. Es por esto que la meta no se cumpliría sino hasta 2021.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro. Entonces bueno, esto avala los comentarios anteriores en el sentido de que tenemos esa restricción. En la medida que el FPSO pueda entrar, esté en marcha, se puede incrementar la producción. No tanto es porque los pozos no puedan aportar más, sino porque tenemos restricciones por la forma como estamos evacuando los hidrocarburos de esa zona con el apoyo de instalaciones de Petróleos Mexicanos como ya lo dijeron. Entonces pues ojalá y se pudiera, el operador pudiera empujar para que esto sea más rápido. Obviamente no se trata de una situación de querer, sino también tiene que ver con los diseños, con las áreas en donde está fabricando el barco. ¿Verdad? Y además tiene que cumplir con todas las indicaciones, todas las regulaciones internacionales de seguridad. Es un barco de doble casco con posicionamiento dinámico. Es algo muy, muy complicado y ojalá lo pudieran tener antes para beneficio de ellos y de nosotros también.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRA LOURDES JAMIT SENTÍES.- De hecho, la proyección se hace antes. En el Plan

de Desarrollo todavía se estimaba a finales de 2021 y se está, digamos, unos seis meses antes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Qué bueno, qué bien.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias. Si no hay más comentarios. Ah, sí, doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que eso también nos recuerda del plan de infraestructura, porque si cada campo va a tener su plan de infraestructura, va a ser totalmente ineficiente. Necesitamos un plan estructurado para que se pueda compartir la infraestructura y se pueda mover más rápido todo esto. Entonces si ya lo habíamos detectado, ahora tenemos que hacerlo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Si no hay más comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva que dé lectura al acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.67.017/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

ACUERDO CNH.E.67.017/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 9.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de

Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., correspondiente al citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.67.018/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

ACUERDO CNH.E.67.018/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 10.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 relativo al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:13 horas del día 14 de noviembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva