



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### SEXAGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:06 horas del día 19 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 Octava 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 220.0995/2019, de fecha 15 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:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.
- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.
- 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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018.
- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.
- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Pemex Exploración y Producción respecto del plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

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 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A2.TM/2017.

II.11 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-M5-Miquetla/2018.

II.12 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración respecto a la resolución CNH.E.56.014/19.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.
- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.
- 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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018.
- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.**
- 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 Pemex Exploración y Producción respecto del plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.**
- II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.**
- II.8 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.**

**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 presentado por Pemex Exploración y Producción respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A2.TM/2017.**

Respecto de los puntos II.1 al II.10 del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva explicó que por tratarse de los mismos temas 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:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ.- Buenos días a todos Comisionada, Comisionados. Y bueno, esta vez traemos aquí a su consideración nuestra opinión respecto de los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 asociados a diversos Planes de Exploración y cabe destacar que, bueno, estos son como en veces anteriores. Son Contratos de Producción Compartida, por lo que, bueno, hay gastos que son elegibles para recuperación de costos y por eso es importante someter a su consideración todos estos temas. Entonces en esta lámina nosotros vamos a ver, hemos preparado una presentación. Como lo mencionaba la maestra Carla Gabriela, hemos preparado una sola presentación para los 10 temas y hemos agrupado, para hacerlo un poco más sencillo, hemos agrupado en dos fases. Uno que nos ocupará de la parte norte del golfo de México frente a las costas de Veracruz que corresponde a cuatro áreas contractuales. Y posteriormente en la segunda parte de nuestra presentación nos enfocaremos en lo que son las Cuencas del Sureste, en donde traemos a su consideración seis Programas de Trabajo y Presupuesto. La siguiente por favor.

Bueno, este es el fundamento legal que nos trae a este momento y bueno, se basa esta opinión en la Ley de Hidrocarburos en el artículo 31, fracción X; en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en su artículo 39, numerales I, III, IV y VI; el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su artículo 33; los Lineamientos de Planes en sus artículos 27, 28, 29, 30, 31 y 32; así como el anexo 1; y así como cada uno de los 10 Contratos en las cláusulas 10.1, 10.2, 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2, así como también su primer anexo. Pasamos a la siguiente por favor.

Entonces, como les mencionaba, vamos con la primera parte que son las cuatro áreas contractuales de la provincia geológica Tampico-Misantla. La siguiente por favor. Entonces estas son las generalidades de las áreas contractuales. Y bueno, como podemos ver, y están aquí ordenadas de acuerdo a su posición geográfica, vamos a ir avanzando de Norte a Sur. Empezamos con el área CNH-R03-L01-G-TMV-01. Después de la ronda 3.1 también el área TMV-02 y después el área G-TMV-03 también de la ronda 3.1 y finalizamos con el área CNH-R02-L01-A2.TM/2017. Y bueno, como vemos las áreas contractuales van de los prácticamente 500 km<sup>2</sup> hasta 842 km<sup>2</sup>. Este es el rango en el que se encuentran. Y bueno, la batimetría en la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que están sería de los 20 a los 1,100 y de hecho esta área contractual la G-TMV-02 es la que tiene el rango más amplio que iría hasta los 1,100 metros. Y bueno, los Planes de Exploración de estas áreas contractuales los tres primeros que corresponden a la ronda 3.1 se aprobaron recientemente el 6 de agosto, 12 de septiembre y 5 de septiembre de 2019 y el que corresponde a la 2.1 se aprobó el 30 de octubre de 2018.

También me gustaría hacer mención que respecto al área G-TMV-01 recientemente el 30 de septiembre se firmó un convenio modificatorio en el cual el área se redujo para esta área, que es la que se encuentra más al Norte. Y bueno, las actividades de manera general que traen enfocadas para lo que es el desarrollo del proyecto, pues están divididas en lo que es geofísica, geología, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías. Estas por ejemplo traen algunos estudios petrofísicos y bueno, realmente la que trae un poco menos de actividad, pero es igual enfocada a lo que es la exploración, pues nada más van a hacer geología, estudios geológicos regionales y estudios geológicos de detalle. La siguiente por favor.

Entonces entramos con el cronograma de actividades del área G-TMV-01 de Tampico-Misantla. Y bueno, aquí —como les mencionaba— traen actividades generales relacionadas con la administración del proyecto, actividades de geofísica que son preprocesado, procesado e interpretación y reprocesado de datos sísmicos. En la categoría o subactividad de geología, también estudios geológicos regionales, de detalle y algunos estudios petrofísicos. Y en ingeniería de yacimientos, ellos contemplan desarrollar estudios de estimación de recursos prospectivos y estimación de la producción. Es el nombre de la tarea. Y en otras ingenierías, pues van a desarrollar ingeniería conceptual y además actividades desarrolladas a seguridad, salud y medio ambiente. Y bueno, aquí también el cronograma tal vez no es muy claro. Sin embargo, lo que hace mención el operador es que todas las actividades se desarrollarán de enero a diciembre. Y bueno, con relación, vamos a la siguiente por favor.

Con lo que teníamos respecto del plan, pues no hay ningún cambio. Todo se mantiene tal como se venía presentando anteriormente. Y bueno, el Presupuesto que tienen contemplado ellos para 2020 en el plan era de 4.1 millones de dólares y bueno, eso es exactamente lo mismo que vienen



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

presentando en su Programa de Trabajo y Presupuesto. En la siguiente por favor.

Para las áreas TMV-02 y TMV-03 de la ronda 3.1, este es el cronograma de trabajo. Igual que en otras ocasiones, los Programas de Trabajo son iguales para ambas áreas contractuales. Y bueno, para estas dos, y como habíamos mencionado en otras ocasiones igual, se desarrolla como un solo proyecto. Y bueno, es congruente pues dado que las áreas son del mismo operador y son también áreas vecinas. Entonces ellos tienen contemplado en la categoría de general pues actividades relacionadas con la administración del proyecto y en geofísica preprocesado, procesado de datos sísmicos y en geología, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle y también estudios petrofísicos. Las diferencias que hay con lo que se había aprobado en el plan respecto de lo que presentan para el año 2020 pues está básicamente en la categoría de geofísica. Ellos tenían contemplado este, un estudio de reprocesado sísmico terminarlo en 2019. Sin embargo, se están teniendo algunos retrasos y por eso este lo están contemplando terminar en el primer semestre de 2020. La siguiente por favor.

Respecto de los Presupuestos, son sensiblemente diferentes uno del otro y aquí tenemos para el TMV-02 tenemos que ellos tenían contemplado ejercer 1,771 miles de dólares y, debido a la modificación o al retraso de este proyecto de reprocesamiento geofísico, ellos ahora tienen contemplado ejercer 3,774 miles de dólares. OK, la siguiente por favor.

OK, ya. Perdón, aquí ya estamos en el TMV-03. Y también tenían contemplado hacer un ejercicio de 1,775 miles de dólares y ahora tienen contemplado hacer 2,995. Si vemos, este Presupuesto es un poco menor al que tienen contemplado para el área TMV-01. La siguiente por favor.

Y bueno, este es para el área de la ronda 2.1, el A2.TM y las actividades que tienen contempladas adicional a la administración del proyecto es geología, estudios geológicos regionales y de detalle y algunas actividades de seguridad, salud y medio ambiente. Y bueno, respecto de los estudios regionales, estos se retrasaron un poco también ocasionado por un proyecto de reprocesado sísmico que se está retrasando, entonces hay algunas actividades que ellos están moviendo que tenían aquí contempladas tal vez iniciar a principios de año y bueno, las están recorriendo parcialmente. Y también algunos estudios referentes a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

impacto ambiental, ellos estaban contemplando hacerlos para 2021 y los están trayendo. O sea, ya estaban en el plan, sin embargo, los están moviendo únicamente de año. Y la siguiente por favor.

Y bueno, derivado de esos movimientos, pues ellos tenían contemplado hacer un gasto de 4.35 millones de dólares y ahora en el Programa de Trabajo y Presupuesto pues tienen contemplado hacer un gasto de 3.61 millones de dólares con esas modificaciones o esos movimientos principalmente que tenían, que están contemplando. OK, vamos a la siguiente por favor.

Entonces pues las conclusiones así particulares de estos cuatro Programas de Trabajo y Presupuesto pues es que son presentados, bueno, son congruentes respecto de los Planes de Exploración aprobados. Sus actividades contribuyen con sus programas, con el cumplimiento a los Programas Mínimos de Trabajo y los alcances que se definen en los planes respectivos. Y bueno, los Presupuestos también son congruentes, son consistentes con los requisitos del Contrato y también fueron presentados en tiempo y forma de acuerdo a lo que marcan cada uno de estos Contratos. Y bueno, las actividades desarrolladas obedecen a las mejores prácticas de la industria en el contexto internacional y los montos que se establecen pues también son adecuados y estos fueron construidos con la mejor información disponible con la que cuenta la Comisión. Y vamos a la siguiente.

Y aquí les presento nuevamente el mapa de lo que vamos a ver a continuación. Entonces vamos a ver las cuatro áreas, perdón, las seis áreas de Cuencas del Sureste y aquí también tenemos áreas correspondientes a lo que son la ronda 3.1, la ronda 2.1. Y entonces para hacerlo así de manera continua pues vamos a ir avanzando de Oeste hacia el Este para ir viendo los Programas de Trabajo y Presupuesto. Pasamos a la siguiente.

Entonces iniciamos con las generalidades. Ah, perdón, aquí me faltó decirles que para no hacer muy extensa esta lámina, pues las generalidades igual la partimos en dos, unas para la porción oeste y otra para la porción este. Y entonces estas son las generalidades de las tres primeras áreas contractuales y tenemos que las áreas van de 527 a 800 km<sup>2</sup>. La batimetría de estas áreas estaría entre 35 y 600 metros de profundidad. Y bueno, para el área G-CS-01 de la ronda 3.1, su Plan de Exploración se aprobó el 21 de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mayo de 2019. Para el área CNH-R01-A8.CS/2017, su Plan de Exploración se aprobó el 18 de octubre de 2018 y para la última de la 3.1 el AS-CS-14/2018 su Plan de Exploración se aprobó recientemente el 17 de septiembre de 2019. Y aquí hasta abajo vemos las actividades que ellos tienen contempladas para 2020 y vemos que son geofísica, geología, algunos estudios geológicos regionales, de detalle y algunas actividades enfocadas a lo que es la perforación de pozos, sobre todo en estas dos, en la CS-01 y en la A8.CS. Entonces pasamos a la siguiente.

Este es el Programa de Trabajo del área CNH-R03-L01-GS-01. Y bueno, aquí las actividades son geofísica con preprocesado, interpretación sísmica, geología, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle, análisis geoquímicos de muestras y algunos estudios estratigráficos. Y en perforación de pozos, ellos van a iniciar con lo que sería preparación de áreas y/o vías de acceso hacia la localización y actividades de seguridad, salud y medio ambiente. Y bueno, ellos originalmente tenían, bueno, las diferencias respecto del plan aprobado ellos tenían programado perforar un pozo ya en 2020. Sin embargo, este mismo operador está perforando actualmente un pozo en otra área contractual y entonces ellos lo que están decidiendo ahorita es esperarse a ver los resultados y los análisis. Ellos comúnmente le llaman análisis post-perforación o *post mortem*, algunos otros operadores le llaman así. Entonces analizan toda la información y derivado de lo que resulte de ahí pues harán algunos ajustes a sus modelos particulares en el resto de las áreas contractuales que tienen y entonces por eso mismo ellos están moviendo la perforación o contemplan mover la perforación hacia 2021.

OK, y entonces pues algunas actividades las que están aquí contempladas o marcadas en color azul son las que ellos están programando que le llaman como en firme y corresponden al escenario base y estas actividades dan cumplimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo y adicionalmente ellos manifiestan que pueden hacer otras actividades derivadas de los resultados que tengan y de cómo vayan viendo los resultados. Ellos pueden decirnos, "cierto estudio no me es satisfactorio o los resultados del pozo no me están dando algún dato 100% confiable". Entonces ellos pueden hacer otras actividades adicionales. ¿No? Y estas actividades, aunque ellos las ponen aquí como del escenario incremental, pues están contempladas también en el Plan de Exploración. Aunque son actividades que —les



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

repito— son como opcionales, estas estaban en el Plan de Exploración. La siguiente por favor.

Y bueno, respecto del programa, perdón, del Presupuesto, pues como les mencionaba ellos traen aquí o tenían contemplado perforar el pozo en 2020. Entonces el Presupuesto que originalmente iban a ejercer pues era muy elevado. Sin embargo, como están moviendo este pozo, pues el Presupuesto sí se ve altamente impactado. Entonces ellos traían originalmente una alternativa A y una alternativa B que se refería básicamente a que si iban a perforar uno u otro pozo, entonces estas alternativas pues ya la tomarán para 2021 cuando se decidan por el pozo que van a perforar. Y respecto de las actividades también del escenario aquí o como lo tenían ellos visualizado del escenario base e incremental, pues también estaban enfocadas al éxito del pozo. Si el pozo les resultaba con impregnación o con manifestación de hidrocarburos o, sí, con una buena acumulación, pues ellos iban a hacer algunas pruebas de producción. Entonces a eso se refería acá y aquí básicamente pues es a lo que es pues los estudios que van o no van a realizar. OK, pasamos a la siguiente.

Y este sería el Programa de Trabajo para el A8.CS de la ronda 2.1 y, adicional a las actividades de administración del proyecto, ellos realizarán actividades de geofísica, de procesado, interpretación y reprocesado de datos sísmicos, estudios geológicos de detalle, perforación de pozos y otras ingenierías que sería ingeniería conceptual y estudios de fondo marino. Estas sería básicamente actividades enfocadas a lo que sería la perforación del pozo. Y bueno, en cuanto a seguridad, salud y medio ambiente, el operador hace una recalendarización de actividades que en el plan estaban programadas para 2021. También ellos las están adelantando para 2020 derivado de lo que es la perforación del pozo. Y pasamos a la siguiente.

Y bueno, en actividades aquí en el Presupuesto lo que vemos es que tenían contemplado hacer un gasto de 5.52 millones de dólares y actualmente lo que vemos en el Programa de Trabajo y Presupuesto presentado es que tienen ellos contemplado hacer un gasto de 7.07 millones de dólares. Pues es un impacto que nosotros lo vemos. Aquí, bueno, estas son las causas de ese movimiento y bueno, a pesar de que hay algunos ajustes a los costos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que ellos están contemplando aquí, pues no rebasa el supuesto de modificación del programa. Pasamos a la siguiente.

Y este sería el cronograma de actividades para el área CS-14 de la ronda 3.1. Y bueno, adicional a la subactividad general, pues ellos traen dentro de sus actividades preprocesado, procesado e interpretación y reinterpretación de datos sísmicos que es en la categoría de geofísica. En geología, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle y algunos estudios estratigráficos. En perforación de pozo, que serían servicios de perforación y suministro de materiales asociados a la perforación. Y bueno, la actividad de procesado sísmico también estaba programada para concluirse en 2019 y bueno, vemos que esto es como una constante y hay algunas actividades que ellos las están moviendo o parcialmente moviendo hacia 2020. Y en otras ingenierías traen estudios de fondo marino que también están asociados a lo que sería la perforación de pozo. OK, pasamos a la siguiente.

En cuanto a Presupuesto, ellos tenían contemplado hacer un gasto de 8.5 millones de dólares y están pasando, debido a estos cambios que yo les mencionaba, están pasando a un gasto de lo que sería 12.2 millones de dólares por las modificaciones que les mencionaba anteriormente. Pasamos a la siguiente.

Entonces este sería las generalidades de las siguientes tres áreas contractuales que vemos igual irían de Oeste hacia el Este. El área 9 de la ronda 2.1 que sería esta, el área 10 de la ronda 2.1 y el área 14 de la ronda 2.1. Y bueno, las superficies de estas áreas contractuales varían de 466 a 562 km<sup>2</sup> y la batimetría sería de los 50, que esta la última sería la más somera aquí en este punto, hasta los 600 metros que sería esta otra de por aquí que sería el área 10 de la 2.1. Y respecto de sus Planes de Exploración, para el área 9 este se aprobó el 27 de noviembre de 2018. Para el área 10 se aprobó el 25 de septiembre de 2018 y para el área 14 se aprobó el 30 de octubre de 2018 también. Y bueno, las actividades que traen así de manera general son geofísica, geología en estudios regionales y de detalle, ingeniería de yacimientos, ingeniería conceptual y aquí para el área 10 traen también actividades relativas a lo que sería perforación de pozo. OK, pasamos a la siguiente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y bueno, este sería el cronograma del área contractual 9 y bueno, que trae —adicionales a la administración de proyecto— algunas actividades de geofísica, preprocesado, procesado de información geofísica. En geología traen bastantes análisis que son análisis geoquímicos, estudios estratigráficos, análisis de hidrocarburos, estudios geológicos regionales, estudios geológicos de detalle y estudios petrofísicos. En ingeniería de yacimientos, estimación de recursos prospectivos y delimitación de yacimientos. Y en otras ingenierías, ingeniería conceptual y diseño de instalaciones de superficie. Y adicional, actividades de seguridad, salud y medio ambiente. Y bueno, este operador manifiesta que tenía algunas actividades que solamente estaban contempladas para 2019 y, sin embargo, también para actualizar con información de pozos que igual están en perforación, pues van a hacer interpretación sísmica, conversión a profundidad, mapeo de prospectos y también algunos estudios bioestratigráficos para ajustar con los pozos que están perforando.

Y bueno, aquí vemos marcado en el Programa de Trabajo algunas actividades que están marcadas aquí en un color diferente que son actividades que ellos manifiestan que son iterativas o que están sujetas de extensión. Y bueno, respecto de las que están sujetas a extensión, pues son principalmente estos análisis geoquímicos de muestras que son de muestras que ellos están obteniendo de otros pozos, entonces ellos van a hacer estos análisis geoquímicos y bueno, también pues está en función de los resultados de los otros pozos. Y también la actividad iterativa pues que son estos, estimación de recursos prospectivos, que igual ellos tienen a la fecha programadas ciertas actividades, pero derivado de los resultados pues estas actividades van teniendo actualizaciones y pues es lo que marcan aquí. Y bueno, también a pesar de que son actividades que están marcadas en un color diferente, pues estas actividades también estaban programadas ya en el Plan de Exploración. Y bueno, la siguiente por favor respecto del Presupuesto.

Pues realmente no hay cambios que ellos estén manifestando. Ellos tenían contemplado hacer un gasto de 7.8 millones de dólares y con el Programa de Trabajo y Presupuesto que están presentando pues es exactamente lo mismo. Pasamos a la siguiente por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y bueno, este es el cronograma de trabajo para el área 10, en donde traen actividades de administración. En geofísica algunos estudios de preprocesado, interpretación y reprocesado de datos sísmicos, análisis geoquímicos de muestras, estudios estratigráficos, análisis de hidrocarburos, estudios geológicos regionales y geológicos de detalle en la categoría de geología. Y en perforación de pozos, pues traen preparación de áreas y/o vías de acceso, transporte marítimo, servicios de soporte, servicios de perforación, realización de pruebas de formación y suministros y materiales y también en ingeniería de yacimientos traen estudios de estimación de recursos prospectivos y de delimitación de yacimientos, adicional a la seguridad, salud y medio ambiente.

Y bueno, respecto de los cambios que hay con el Plan de Exploración o la perforación de un pozo que ellos tienen, se retrasó, lo que derivó en el retraso de algunas tareas que ellos traían como contingentes. Y bueno, los estudios geológicos regionales y de detalles incluyen algunos modelados de sistema petrolero y en los de detalle también incluyen algunos estudios de geología estructural y sedimentología y de ambiente depósito. OK, vamos a la siguiente por favor.

Y bueno, este es un poco el árbol de decisiones que traen para el escenario, bueno, para dos alternativas dentro de su Programa de Trabajo. Esto es similar a lo que yo les mencionaba anteriormente, que derivado de los resultados ellos pueden irse por uno o por otro pozo y entonces esos escenarios el operador los tiene ya bien identificados y los tiene establecidos. Porque pues como vemos las inversiones pues son sensiblemente diferentes si ellos se deciden a ir por un pozo, que en este caso sería Sáasil o por el Síina'an. Entonces las inversiones son un poco diferentes o bueno, sustancialmente diferentes. Entonces desde este punto ellos están considerando esos escenarios para en un futuro no venir a decir o a venir a solicitar una modificación. Y bueno, y también como les mencionaba anteriormente, si los pozos resultan exitosos, pues ellos harán actividades relacionadas a lo que son las pruebas de producción, entonces este Presupuesto pues también lo tienen contemplado como un escenario contingente asociado a sus alternativas ya sea la 1 o la 2. OK, pasamos a la siguiente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces de manera general este es el programa, perdón, el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo y pues sí hay algunas pequeñas variaciones relacionadas a diferentes categorías en general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos. Y bueno, estos son los montos que ellos tenían presupuestado ejercer para 2020 y bueno, sí vemos unas pequeñas variaciones para lo que son su alternativa 1 y sus escenarios base e incremental. Sin embargo, se analizó, aquí el equipo de evaluación económica hizo un análisis de cada uno de estos escenarios que en realidad pues serían cuatro escenarios y bueno, en ninguno de estos se rebasa el supuesto de modificación para lo que sería el Presupuesto. Pasamos a la siguiente.

Y bueno, este sería el cronograma de actividades para el área 14 y en donde vemos actividades relacionadas con la administración del proyecto. En geofísica, actividades de procesado, procesado e interpretación y reprocesado de datos sísmicos, levantamientos magnetométricos, que esto es algo que no habíamos visto para estos Programas de Trabajo. Y perdón, levantamientos geofísicos que son magnetométricos y gravimétricos y en geología también estudios regionales y de detalle y en ingeniería de yacimientos estudios de recursos prospectivos y delimitación de yacimientos. Y bueno, hay algunas actividades que aquí vienen marcadas con un asterisco, que en realidad aquí nosotros vemos que las actividades todas irían de enero a diciembre, sin embargo, ellos traen algunas subactividades que las marcan como contingentes y son actividades pequeñas que están inmersas en cada una de estas. Y bueno, estas en cuanto a lo que vemos como tarea general, pues no hay cambios significativos. Sin embargo, en el Presupuesto sí hay algunos pequeños cambios.

OK, bueno, algunas de las actividades que, por ejemplo, aquí en geofísica en preprocesado incluye algunas actividades que se están retrasando que es interpretación y hay un estudio AVO. Y bueno, de acuerdo con el plan, la tarea de estudios geológicos regionales que incluye el estudio de reconstrucción de los cuerpos de sal, que son básicamente restauraciones estructurales, también se están retrasando. Y bueno, de acuerdo con el plan, también están recalendarizando de 2021 a 2020 algunas actividades, en las cuales se incluye por ejemplo los estudios de geopresiones y la eficiencia de sello, que también pues estarían algunas de estas enfocadas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

a lo que sería ya tal vez la posible perforación de algún pozo. Y bueno, también las actividades que les mencionaba de geofísica en cuanto a estudios gravimétricos y magnetométricos pues están un poco retrasadas.

Y bueno, pasamos a la siguiente. Y bueno, respecto del Presupuesto, el operador presenta un escenario base y un contingente y en el cual tenía contemplado hacer un gasto de 3.14 para el escenario base y 7.33 millones de dólares. Y bueno, con las modificaciones que ya les mencioné, ellos ahora para 2020 en el Programa de Trabajo y Presupuesto tienen contemplado hacer un gasto de 2.66 en el escenario base y de 3.26 millones de dólares en el escenario contingente. Pasamos a la siguiente por favor.

Y bueno, estas serían las conclusiones también para estos seis Programas de Trabajo y Presupuesto. Que igual los Programas de Trabajo son congruentes respecto de los planes que ya se aprobaron; las actividades con todos estos cambios que yo les mencioné, aun así, pues contribuyen con el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y son congruentes con los objetivos y los alcances de los planes aprobados; y los Presupuestos son razonables y permiten llevar a cabo todas las actividades descritas en los programas. Todos los Programas de Trabajo y Presupuesto que vimos aquí también se presentaron en tiempo y en forma de acuerdo a lo que menciona los Contratos de cada uno de ellos. Y bueno, las actividades a desarrollar en los programas se alinean también con las mejores prácticas en el contexto internacional en esta materia. Y bueno, esto se estableció de acuerdo con las comparativas que se hicieron aquí dentro de la Comisión con toda la información que se tiene disponible. Entonces pasamos a la siguiente.

Entonces traemos a su consideración y esta es nuestra opinión técnica que los Programas de Trabajo y Presupuesto 2020 referente a los Contratos CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018, CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018, CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018, CNH-R02-L01-A2.TM/2017, CNH-R03-L01-G-CS-01/2018, CNH-R02-L01-A8.CS/2017, CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018, CNH-R02-L01-A9.CS/2017, CNH-R02-L01-A10.CS/2017 y CNH-R02-L01-A14.CS/2017 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 cada uno de los Contratos, así como con lo establecido en los lineamientos. Por lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que se somete a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación de los programas de Trabajo y Presupuesto relativos al año 2020 de cada uno de los Contratos mencionados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario sobre muchos de los programas y presupuestos. Adelante doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que está muy claro, la presentación está muy bien hecha y muy concreta. Sin embargo, seguimos teniendo el problema de nomenclatura. O sea, generalmente los escenarios se interpretan como alternativos, como excluyentes. Si pasa esto, hago esto; si pasa esto, hago esto. Entonces no puedo hacer las dos cosas simultáneamente. Sin embargo, seguimos usando una nomenclatura.

Por ejemplo, el escenario contingente como está planteado aquí es una especie de techo. Es el básico más otras cosas o el básico donde puede tomar diferentes opciones. Entonces en realidad hay escenarios contingentes. El escenario contingente es como el techo de la suma de todos los posibles escenarios contingentes. Entonces no sé si pudiéramos pensar en una estructura de nomenclatura que fuera más clara, porque ahorita decimos escenario base o escenario contingente. En realidad, el escenario contingente ya incluye el escenario básico. Entonces es una expansión del escenario básico incorporando otros elementos que no están definidos en este momento y lo que nos presentan es lo máximo que pudiera suceder, no lo que va a suceder. Entonces está muy bien, no creo que cambie nada digamos en forma. Bueno, en fondo, pero sí la forma es un poquito confusa porque en realidad sí no te lleva a decir, "a ver, oye, cuánto se va a ejercer en este, digamos en este Contrato". Pues está bien difícil. Lo básico sí está asegurado, lo contingente no. Entonces te metes en un problema de indefinición por la manera en que está presentado. Entonces mi petición era si pudiéramos tener una nomenclatura más clara.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Nada más para mencionar. Efectivamente, sobre todo cuando los vemos en conjunto, denota ese cambio. Creo que el único que realmente presenta escenarios como tales es el área 10 de ENI que sí presenta un escenario en caso de te vas por una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

rama y los otros sí son efectivamente un piso y un techo que considera actividades incrementales. Pero sí vamos a buscar hacerlo. También pues lo que hacemos es conservar un poco lo que el contratista nos pone en sus nombres, pero vamos a...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, el problema es que Pemex también lo hace en las Asignaciones, entonces estamos ya.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo quisiera igual. ¿No? Creo que está bastante claro, sobre todo por el número de Contratos que se están proponiendo. Tengo yo una duda, que seguramente sí la revisaron, pero nada más para que nos lo digan explícitamente. Aquí tenemos Contratos que algunos digamos presentaron su plan en 2018 y otros en 2019. En muchos de ellos, como pudimos observar en la presentación, digamos hay un voy a decir retraso en las actividades o están posponiendo ciertas actividades para el siguiente año. Eso es normal, ¿no? Por las diferentes incertidumbres que puede existir en la áreas y bueno, a lo mejor se decide hacer, sobre todo si van a perforar algún pozo, se deciden hacer algún otro estudio, etc., para tener digamos mayor certidumbre en donde van a perforar.

Sin embargo, a mí me queda una duda y ahí quisiera que ustedes nos dijeran. Es hay Contratos que llevan pues estoy yo haciendo un año de actividad a este momento, año y medio quizá terminando el 2019 y para el 2020 aparentemente algunos no van a hacer tampoco pozos de los que tenían programados. Entonces ya serían dos años, dos años y medio sin un pozo que tenían programado quizá para el próximo año o para este año en 2019 según lo que nos presentaron. Al hacer el análisis ahorita de congruencia, ustedes están viendo que el tiempo restante del Contrato, sobre todo en esta fase exploratoria, ¿sí le da digamos la amplitud en tiempo para poder hacer las actividades que están comprometidas dentro del Contrato y del plan que tienen propuesto? O sea, digamos, yo creo que sí, díganmelo explícitamente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, Sí, lo que revisamos fue justamente,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

siempre que vemos una variación respecto a lo que está en el plan y el programa que solicitan, lo que pedimos de inmediato es una justificación de esa variación porque no puede nada más llegar aquí un programa variado y ya. Pedimos una justificación pues que es técnica o económica respecto de por qué se está. Y en muchos de los casos, como decía Christian, pues son retrasos algunos operativos, otros por otras circunstancias. Y lo que sí vimos es que efectivamente sí hay espacio para que lleven a cabo estas actividades de perforación. Muchos de ellos lo que revisábamos o lo que se ve en los cronogramas es que están ya haciendo los estudios digamos de pre-perforación, los de riesgo somero. Eso significa que, si bien no han alcanzado el tiempo que a lo mejor ellos habían querido iniciar el siguiente año, sí ya están empezando a hacer las primeras actividades. No es que lo estén dejando ahí dormido digamos. Entonces sí habría tiempo en el periodo, en el primer periodo exploratorio para cumplir con el Compromiso Mínimo de Trabajo como está establecido en el plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, más allá del Compromiso Mínimo de Trabajo es con las actividades que se tenían comprometidas en el Plan de Exploración que está aprobado. ¿No? O sea, sí se está incluyendo el mínimo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Incluyendo el mínimo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sí se está manejando. Porque lo que pasa es que yo insisto. Digamos, el tiempo es aquí, está finito. ¿No? Entonces se está viendo que pues se están retrasando ciertas actividades y pues los tiempos están aquí. Porque si ellos quisieran ampliar un periodo adicional en la parte exploratoria, tendrían que hacer actividades complementarias. O sea, adicionales serían. ¿No? O sea, un pozo más posiblemente. Entonces eso, o sea, sí tenemos que asegurarnos cada vez que estemos aprobando esto de que sus actividades, el tiempo que tienen aquí les dé oportunidad de hacer las actividades, claro, del Programa Mínimo de Trabajo más lo que tienen comprometido en su Plan de Exploración. O sea, ¿sí está así?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, sí está así.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto, OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Creo que voy a empezar por el orden de como los fueron presentando y antes que haga las preguntas o haga los comentarios creo que hay que tener bien claro que esto está en los Lineamientos de Planes y que todos los operadores que tienen Contratos tienen que traernos el último día de septiembre o el primer día de octubre pues los planes y programas. ¿Por qué tenemos que validarlos aquí en una sesión de Órgano de Gobierno? Porque tenemos que asegurar que maximicen el valor. O sea, que los costos estén dentro de los marcos internacionales y que las actividades que están haciendo realmente cumplan con el programa y por lo tanto decimos que estén alineadas. Eso es lo que estamos haciendo.

Entonces es bien importante el poder tener la claridad de qué es lo que han hecho antes y qué es lo que van a hacer después. Pero traemos un problema y ya lo identificamos desde la vez pasada y lo vimos en todas las presentaciones. Lo que ellos están reportando al Fondo Mexicano del Petróleo está muy desfasado y la ley lo permite. La normatividad les dice pues tienes la posibilidad de hacerlo hasta el 2020. Entonces realmente no tenemos una certidumbre qué está pasando en 2019. Nada más estamos viendo 2020 y tampoco los lineamientos piden que les pidamos qué van a hacer en 2021, 2022, de tal forma que pudiéramos tener toda la fotografía completa y poder contestar estas preguntas. ¿Van a hacer todas las actividades que plantearon? ¿Están dentro de los costos más adecuados? ¿Están dentro de las mejores prácticas internacionales? No lo podemos hacer con el formato que traemos.

Pero también por otro lado traemos actividades que están totalmente ilógicas desde el punto de vista técnico, pero así están también planteadas dentro de la Secretaría de Hacienda. Por ejemplo, yo leí por ahí delimitación de yacimientos, diseño de instalaciones superficiales de producción en casos que son de exploración. O sea, todavía no tenemos, no vamos a delimitar. Pero si después ven ahí con los asteriscos dice: \*la delimitación de yacimientos es el estudio geológico de detalle en el área contractual. Eso no es delimitación de yacimientos. Entonces los nombres



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tampoco como que corresponden. Entonces bueno, me voy en el orden de lo que yo traigo aquí.

Tenemos un caso de Deutsche Erdoel en donde decide que va a perforar un pozo para el siguiente año 2021. Pero dice, “voy a comprar materiales para el pozo” y hace una adquisición del orden como de 7 millones de dólares. ¿Sí? Está bien, ellos pueden decidirlo, el Contrato les permite pues mover las actividades, pero lo que nosotros necesitamos hacer es que en el año que viene tener la claridad de que cuando nos traigan el pozo que se va a perforar, entonces el área económica va a decir está dentro del rango, pero tienen que recordar o tienen que tener en mente que ya se gastaron una cantidad de dinero antes que son los 7 millones, 8 millones de dólares para que realmente quede dentro de rango. Pero, además, y se vuelve medio complicado cuando dicen, “voy a comprar material”. ¿Pues cuál material y con qué base de datos voy a compararlo? Si yo lo que comparo son pozos. Entonces hay que tener mucho cuidado con eso, pero además ya platiqué la problemática de que estamos viendo, no estamos viendo qué está pasando el año anterior. Entonces algo hay que hacer algo en ese sentido.

Por otro lado, el siguiente. Hay otro caso de ENI y ENI plantea, “no voy a perforar pozos ahorita porque estoy perforando pozos fuera del área contractual”. ¿No? Es bien importante el enfatizar que ellos pueden por su Contrato decidir perforar pozos posteriormente, pero hacerlo dentro del rango que tienen establecido. Pero no puede quedar ningún precedente en el sentido de que un operador nos pueda decir que está haciendo cosas en otra área contractual y por tanto va a retrasar las que actualmente está haciendo en un área específica. En exploración yo no le veo tanto problema porque finalmente ellos pueden cumplir, pero en el área de exploración no podemos dejar que algún operador nos diga, “es que mira, estoy produciendo en aquel campo que tiene mayor rentabilidad y este lo voy a dejar para después”. Son totalmente independientes.

Entonces mi punto de vista es que pozos fuera del área contractual y que les quieran decir *post mortem* y que quieren saber qué es lo que va a suceder en la otra área contractual, está bien, pero son independientes desde el punto de vista de los Contratos y de la explotación de yacimientos. Entonces sí hay que dejar claro, lo repito y lo repetiré todas las veces que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sean necesarias. La lógica de todo lo que es la exploración y la extracción basada en la administración integral de yacimientos es que cada área específica se tiene que manejar en una forma independiente. Es más, si tengo dentro de la misma área contractual varias posibles localizaciones o varios yacimientos, a todos les tendrán que dar la misma atención, no importando que unos sean más grandes o sean más pequeños, porque nuestro papel es asegurar la maximización del valor de los hidrocarburos.

Entonces bueno, yo quisiera terminar preguntándoles: ¿qué podemos hacer? Yo no tengo ningún problema con todos los planes y programas. Me parece que están alineados a lo que tienen los Contratos con respecto a los Planes de Exploración. Por mi parte no tengo ningún problema. Pero qué podemos hacer para el año que viene platicar con las autoridades correspondientes primero para que tengamos la claridad de qué fue lo que pasó en los años anteriores. Si el Fondo Mexicano del Petróleo va a ser nuestra visión, pues a lo mejor como que no es suficiente. Posiblemente requeriríamos que los operadores nos digan qué fue lo que hicieron realmente, aunque no lo hayan reportado al Fondo Mexicano del Petróleo.

Lo siguiente es cómo hacemos y creo que también es un clamor del doctor Moreira. Dice, bueno, ¿cómo hacemos para que las cosas se llamen como deben llamarse? ¿Por qué le tenemos que llamar delimitación de yacimientos a una cosa que no es delimitación de yacimientos? ¿Por qué le tenemos que llamar diseño de instalaciones de superficie a lo que todavía no están diseñando porque todavía no descubren? ¿Cómo hacemos para que eso se pueda dar y tener una mejor claridad cuando nosotros tengamos que validar este tipo de programas y presupuestos de que realmente están cumpliendo con lo que se planteó en el Plan de Exploración? ¿Qué podemos hacer? Porque ya muchas veces se ha planteado aquí. No es la primera, en la ocasión anterior se planteó, pero creo que lo traemos de mucho tiempo atrás y siempre se decía o siempre nos contestan: "es que Hacienda así tiene etiquetados los valores y nosotros aquí lo que hacemos es considerar ese formato". Y está bien, pero también quedamos de que íbamos a tratar de que en las presentaciones las cosas fueran diferentes a como lo reporta Hacienda. Porque imagínense dentro de unos cuantos años cuando empiecen a revisar los Contratos y de repente vean que se gastó dinero para delimitar yacimientos y no hay yacimiento, resultó que... ¿Cómo se va a revisar ese tipo de cosas?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ahora, termino diciendo, esto es súper importante porque finalmente el Estado es socio y hay recuperación de costos. Entonces hay que checar que las actividades sean las necesarias, que sean totalmente las indispensables, pero que cumplan con todos los requerimientos del plan, pero también que sean a costo. Entonces cómo vamos a ir haciendo para que el año que viene cada vez seamos más exactos con esos cálculos de los costos. Porque lo que estamos haciendo ahora es bajar una base de datos internacional, pero ya vamos a empezar a tener más y más información de nosotros. ¿Qué es lo que vamos a hacer, cómo lo vamos a plantear? No afecta para nada todo lo que ustedes digan respecto al tema que nos traen, pero creo que sí valdría la pena. Y si no hay contestación, nada más dejarlo en la mesa de cómo hacemos para planear para que las cosas vayan mejor en el siguiente año cuando estemos en noviembre de 2020 —si Dios nos presta vida— pues estar viendo qué es lo que está sucediendo con este tipo de validación de los Programas de Trabajo y Presupuestos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Déjeme ver algunas ideas. A lo mejor para la parte del Presupuesto, lo que podemos hacer, si bien no tiene una liga, vamos, tiene una liga, pero no es exactamente lo mismo, verlo a nivel de actividades. Nosotros la Comisión recibimos los informes de los contratistas de lo que van haciendo. No recibimos todavía el Presupuesto que se ejerce porque ese, como bien decía, pues va desfasado. Pero a lo mejor a nivel de actividades y poniéndole ahí un asterisco de que faltará revisar cuánto Presupuesto es el que se ejerció para la actividad que ya se reportó como terminada, a lo mejor podemos dar ahí un seguimiento de qué tanto creemos que sí ya se está ejerciendo a nivel de los estudios o perforación de pozos o lo que se esté realizando. A lo mejor eso nos permitiría dar una visión un poquito más cercana del desfase que se trae respecto del Presupuesto ante el Fondo con esos reportes. Eso creo que lo podemos hacer.

Y lo otro respecto del catálogo de Hacienda, pues yo no sé. A lo mejor establecer alguna comunicación con Hacienda para ver si podemos hacer una propuesta de actualización o detalle, mejor dicho, mayor detalle de ese catálogo si es que es posible para tener unas tareas un poco más acordes, sobre todo con la etapa exploratoria que es donde al menos a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

nosotros nos cuesta algún trabajo encasillar algunos de los conceptos. No sé si eso es posible que lo hagamos, podemos intentarlo por supuesto.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ.- Sí. Bueno, y también a mí me gustaría ahí mencionar respecto de esto de las tareas y del etiquetado. Pues bueno, los lineamientos están ahora sí que muy *light* y únicamente pues el contratista tiene que entregar el programa de Presupuesto y en el programa de Presupuesto pues viene la actividad, subactividad y tarea. Y entonces a nosotros como área técnica pues sí nos es muy complicado también estar viendo a qué obedece eso, sobre todo pues si estamos en estas áreas que son exploratorias. Pues si nosotros vemos, por ejemplo, ahí hay una que dice evaluación de recursos prospectivos y estimación de la producción. O sea, pues nada que ver. ¿No? Entonces pues nosotros tenemos que estar muy en comunicación con los operadores y estar llamándolos a comparecer, estar pidiendo que nos clarifiquen qué es exactamente eso que tienen que hacer porque sí, para nosotros es bastante complicado con el catálogo tal como está.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Yo quiero digamos secundar esto que comenta el maestro Rodrigo porque en efecto la tarea de seguimiento, de supervisión, de vigilancia de los Contratos pues es atribución de este Órgano Regulador. Entonces más allá de las nomenclaturas o más allá de que no sea exacto lo que dicen los lineamientos de Hacienda, para efecto de las actividades petroleras sí es nuestra responsabilidad digamos junto con los operadores saber qué es lo que están haciendo a nivel de actividad. Entonces quizá valga la pena tener alguna reunión interna de trabajo para definir qué podemos hacer para con un lenguaje claro, como decía el doctor Moreira, pues buscar desde luego maximizar el valor de los hidrocarburos que es como el mantra del Comisionado Néstor Martínez. Yo creo que sí se puede hacer, es cosa de ver qué pediríamos a cada uno de los operadores y ver también los tiempos para evitar que la respuesta sea pues es que estoy desfasado 9 meses o 6 meses. Porque insisto, no es un tema de cómo engloban ellos ese gasto, es un tema más bien de cómo llevan a cabo las actividades que están detrás



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de ese gasto y eso yo creo que tenemos perfectamente las atribuciones para pedirselos a todos los operadores. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Estimado, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer una sugerencia. Para analizar un Presupuesto, digamos 2020, que nos presenten el estimado de 2019. No lo del Fondo Mexicano del Petróleo, porque todavía no existe, sino lo que la empresa dice que estima, cómo estima que va a cerrar este año. Y el 2018 ya digamos certificado por el Fondo Mexicano del Petróleo. Y que vayamos avanzando, porque nos esperamos a que el Fondo Mexicano emita, pues tenemos que esperar 6 meses del año que entra. Entonces por qué no presentamos 2018 ya certificado, 2019 estimado y 2020 lo que la empresa está presupuestando y que nosotros vamos a aprobar. Eso nos ayudaría mucho a entender qué está pasando. Y le ponemos "estimado", no se están comprometiendo todavía. Es un estimado, porque además ni siquiera ha acabado el año. Entonces no sé si eso nos ayudaría a entender mejor.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Solo para complementar lo que se ha dicho en la discusión. Si bien, digo, aquí en la presentación el desglose de las actividades la tenemos por subactividad y tarea, pues nosotros, digo, es potestad de la Comisión pedirle el desglose de las actividades en cuanto a nosotros queramos. ¿No? Entonces para efectos de la presentación pues sí deberíamos de tener mucho más cuidado en cuanto a cómo le estamos comunicando hacia afuera. Porque, en efecto, hay cosas que en los lineamientos técnicos si bien no son compatibles con la propia actividad y eso lo vemos en el caso, por ejemplo, de rubro general, que el general puede abarcar muchísimas cosas. Y digo, eso es un trabajo que, como dice Rodrigo, podríamos estar haciendo en colaboración con la Secretaría de Hacienda.

En cuanto al tema de los Presupuestos en el Fondo Mexicano del Petróleo, en efecto. Hay cosas que pues si se acaban de aprobar en septiembre y empezaron su fecha efectiva en 2018, pues digo, lamentablemente pues



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ellos, o sea, no tenemos un *track* correcto. Y la sugerencia que hacen, que hace el el doctor Moreira, la tomamos en cuanto a hacer el seguimiento. Ahora con las tareas, digo, las reforzadas tareas de supervisión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, pues estaremos haciendo ya un seguimiento más puntual sobre la ejecución de las actividades. Lamentablemente pues es una industria que sabemos que tiene muchos tiempos desfasados, pero pues haremos todo lo posible para dar seguimiento puntual.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quiero insistir. Pero antes de volver a plantear esta situación de que para poder validar un plan necesitamos saber qué pasó, pero también necesitamos saber qué es lo que va a suceder. ¿Sí? Eso es importante. Porque se pueden adelantar o retrasar actividades y hay que ver qué es lo que va a suceder en los siguientes años. Estoy hablando de los Planes de Exploración específicamente.

Pero creo que es bien importante y no se ha comentado aquí que los operadores buscan optimizar sus beneficios también y cuando se habla de recuperación de costos, en recuperación de costos vienen los hidrocarburos que se van a producir, que ojalá y todos tengan éxito y lleguen a producirlos. Entonces ellos también están cuidando los costos. No quiero dejar una mala impresión de que ellos están buscando gastar más, no, y lo hemos tenido ya como experiencia. Muchas de las cosas que nos han venido aquí de los planes han bajado costos y cada vez lo están haciendo mejor. Perforan un pozo, el segundo lo hacen mucho más barato. Realmente lo están haciendo bien.

1  
Pero para validar un plan o un Programa de Trabajo y Presupuesto de un cierto año, necesitamos saber lo anterior y lo nuevo. Y los lineamientos, repito, los lineamientos dicen que nos tienen que traer el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 y lo tienen que hacer. Y yo siempre por eso insisto, es que lo traen en septiembre. Falta octubre, noviembre, diciembre y no sabemos específicamente qué es lo que van a hacer, qué actividades van a hacer en este tiempo y si adelantan en 2020, qué va a pasar en 2021, 2022. Y si atrasan en 2020, qué va a pasar en 2021, 2022. Pero eso no lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

piden nuestros lineamientos. Entonces habrá que ver una revisión de cómo podemos organizar toda esa información para que realmente tengamos la seguridad, porque esa es nuestra obligación aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos de validar que están haciendo todas las actividades que tienen que hacer en los tiempos considerados dentro de los Contratos, pero también que las hagan con la oportunidad que se requiere. Entonces pasado y futuro.

Se acuerdan en la vez anterior en la sesión de Órgano de Gobierno ponían las mismas tablas con las mismas columnas y se preguntaba, ¿y eso que está ahí abajo qué es? Es lo que dijeron que iban a gastar, pero no sabemos cuánto gastaron. Y lo que viene adelante, ah, es lo que dijeron que van a gastar, pero tampoco lo sabemos. Entonces me parece que a lo mejor nosotros como CNH no solamente deberíamos de pedir el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020, sino lo pasado y lo que piensan hacer, de tal forma que en el tiempo que tienen en el Contrato pues puedan cumplir. O sea, pasado y futuro.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario? Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- A mí me gustaría hacer un comentario general, que justamente cuando podemos agrupar estos temas nos damos cuenta de lo que sucede y es ustedes vieron el área norte de Tampico-Misantla respecto del área de las Cuencas del Sureste, cómo el área de Tampico-Misantla exploratoriamente hablando es un área menos madura y entonces todas las actividades que traen muy pocas están enfocadas ya a perforar un pozo. Sin embargo, en los Contratos y en los planes de las Cuencas del Sureste, prácticamente todas las actividades ya están enfocándose a perforar pozos. ¿No? Entonces, y si vemos los nombres de las empresas, son casi las mismas las que están allá que las que están en el Sureste. Entonces tampoco creo que sea un tema, o sea, lo que quiero dejar claro es que no es un tema de cómo una empresa quiere hacer las cosas, sino que el subsuelo y las características y los elementos que va recogiendo son los que te permiten avanzar. ¿No? Entonces creo que no sé si lo notaron, pero si no, quiero hacerlo notar que justamente eso es lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que sucede en estas dos áreas que contrastan. Quería comentarlo nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias maestro Rodrigo Hernández. Comisionados, ¿algún otro comentario? Pues yo decirles también que pues ya en la sesión pasada pasó lo mismo de las diferencias y, como dice el Comisionado Néstor, tanto el futuro como el pasado pues queda incierto y no está plasmado en la presentación. Hay que ver, aunque los lineamientos no lo pidan, hay que empezar a pujar por que así venga. ¿No? Sin duda si ya están modificando lo que van a invertir en 2020, la inversión de 2021 ellos ya deben de saber cuál va a ser. Y podría comentarse, pedirse como una estimación como lo comenta el Comisionado Moreira. Nada que los obligue, porque tardarían más en hacer a lo mejor los programas, pero sí que se haga una estimación para darnos un poquito de visión que ellos ya están viendo también lo mismo, que se tiene que modificar el programa. Bueno, si no hay otro comentario, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a las propuestas de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.001/19**

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-R02-L01-A9.CS/2017, el Órgano de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.002/19**

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-R02-L01-A9.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.003/19**

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 Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.68.003/19

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-R02-L01-A10.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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### RESOLUCIÓN CNH.E.68.004/19

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 Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

### ACUERDO CNH.E.68.004/19

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-R02-L01-A10.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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### RESOLUCIÓN CNH.E.68.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018.

### ACUERDO CNH.E.68.005/19

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-AS-CS-14/2018, 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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V correspondiente al citado contrato.

Durante la votación de las propuestas de acuerdo, el Comisionado Néstor Martínez Romero hizo un comentario:

“COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo un comentario. Me gustaría que en la resolución se anotara esto de que no puede ser una base de cambio de Programa de Trabajo el que estén perforando en otra área contractual y estén esperando los pozos. Simplemente nada más que lo revisen para que no sea esa como que la base del cambio al Programa de Trabajo de este específicamente. Lo comenté nada más que lo puntualicen por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí, con gusto.”



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### RESOLUCIÓN CNH.E.68.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018.

### ACUERDO CNH.E.68.006/19

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-AS-CS-14/2018, 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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### RESOLUCIÓN CNH.E.68.007/19

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 Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.68.007/19

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-G-CS-01/2018, 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### RESOLUCIÓN CNH.E.68.008/19

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 Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

### ACUERDO CNH.E.68.008/19

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-G-CS-01/2018, 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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

✓



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.009/19**

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 Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.009/19**

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-R02-L01-A14.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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.010/19**

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 Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.010/19**

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-R02-L01-A14.CS/2017, el Órgano



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 ENI México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

-----  
**RESOLUCIÓN CNH.E.68.011/19**

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-R02-L01-A8.CS/2017.

**ACUERDO CNH.E.68.011/19**

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-A8.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 Pemex Exploración y Producción correspondiente al citado contrato.

**RESOLUCIÓN CNH.E.68.012/19**

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-R02-L01-A8.CS/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.68.012/19**

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-A8.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 Pemex Exploración y Producción correspondiente al citado contrato.

-----

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.013/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

### **ACUERDO CNH.E.68.013/19**

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-TMV-01/2018, 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Octava Sesión Extraordinaria

19 de noviembre de 2019



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.014/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

### **ACUERDO CNH.E.68.014/19**

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-TMV-01/2018, 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.015/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.68.015/19**

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, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.016/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-02/2018.

### **ACUERDO CNH.E.68.016/19**

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, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

-----

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.017/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-TMV-03/2018.

### **ACUERDO CNH.E.68.017/19**

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, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.018/19**

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.68.018/19**

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, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-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 Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

-----

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.019/19**

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-R02-L01-A2.TM/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.019/19**

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-A2.TM/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 Pemex Exploración y Producción correspondiente al citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.68.020/19**

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-R02-L01-A2.TM/2017.

### **ACUERDO CNH.E.68.020/19**

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-A2.TM/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 Pemex Exploración y Producción correspondiente al citado contrato.

### **II.11 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción 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 Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes Comisionados, buenas tardes a todos los presentes. Como se menciona en la Orden del Día, vamos a presentar lo que es el dictamen sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato para el Campo Miquetla.

Primeramente, vamos a ver en la relación cronológica este plan nos fue presentado el 23 de julio de 2019. Se llevó a cabo la prevención de información el 13 de agosto de este mismo año y fueron atendidas el 17 de septiembre de este mismo año. Es importante destacar también que se hizo la consulta a la ASEA para lo que es el cumplimiento del contenido nacional y capacitación y transferencia tecnológica, que son rubros también que revisa la Secretaría de Economía. Y también se mandó a revisar con lo que es la ASEA los Sistemas de Administración de Riesgos y con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público lo que sería la opinión respecto a su punto de medición. Se llevaron a cabo varias reuniones con el operador para llegar el día de hoy a lo que es la presentación ante este Órgano de Gobierno. La que sigue por favor.

Esta es un área contractual Miquetla que se encuentra ubicada en Veracruz. Como se puede ver, tiene prácticamente 140 km<sup>2</sup> de superficie. Esta área contractual tiene parte de su área en lo que son cuatro Asignaciones como se puede ver en el plano de la pantalla. Es un Contrato de Licencia. Este Contrato es por 30 años a partir de lo que sería el 21 de noviembre de 2018 y los operadores es Pemex Exploración y Producción con el 49% y Operadora de Campos DWF con el 51%. No tiene restricciones en cuanto a su columna geológica para hacer sus actividades de exploración y extracción y los principales campos que encontramos dentro de esta área contractual sería Chicontepec y la formación de Tamabra. Tiene colindancias, como se ve ahí, con las otras tres Asignaciones que es Agua Nueva, Palo Blanco y Coyal y la misma Miquetla que es una Asignación de Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de las generalidades del campo, como se mencionó, tiene dos formaciones principales que es Chicontepec y Tamabra. Tiene 121 pozos perforados, 68 productores actualmente y 53 que están cerrados. Las profundidades varían de 1,300 en Chicontepec hasta Tamabra 2,008 metros. Las formaciones son del Cenozoico para Chicontepec, que es el Paleoceno Superior y Tamabra tenemos que es el Mesozoico y Cretácico Inferior, perdón. Igualmente, las porosidades varían de 9.5% a 11.5% para cada formación. Las presiones iniciales igualmente varían para cada una de las formaciones, 163.3 para Chicontepec y para Tamabra que es más profundo 226 kg/cm<sup>2</sup>.

Actualmente Chicontepec tiene una presión de 80.1 y Tamabra de 190.3 kg/cm<sup>2</sup>. Los aceites son de diferentes calidades. Para el caso de Chicontepec tenemos uno de 28 grados API y para el caso de Tamabra de 35 grados API. El factor de recuperación actual de toda el área y de las formaciones es de 1.28%. Los mecanismos identificados de producción en cada una de ellas es la expansión de gas en solución y expansión roca-fluidos para Chicontepec y en Tamabra se identifica un empuje hidráulico y expansión del sistema roca-fluidos. El sistema artificial que se usa actualmente en las dos formaciones es el bombeo neumático y tenemos que los gastos actuales son de 1,276 barriles por día y 4.5 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Lo que está planteando el operador como objetivo de este plan es recuperar la reserva 2P que es de 84.65 millones de barriles —La siguiente— y 175.06 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto lo va a realizar a través de 292 perforaciones, 21 reparaciones mayores y lo que sería la reconfiguración y ampliación de su infraestructura superficial. El costo asociado total para este plan es de 1,870.6 millones de dólares y también estarían realizando dentro de las actividades de este plan pruebas para incorporar reservas nuevas en las formaciones Agua Nueva y Tamaulipas.

Respecto al cumplimiento del artículo 44 que se refiere al plan de producción para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, el operador —como se mencionó— nos está presentando que va a estar yendo por lo que sería su reserva 2P. Del lado izquierdo podemos ver los volúmenes originales que tenemos. Y en las



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

reservas podemos ver que en la 1P tienen ellos considerados 36.72 para lo que sería el gas y 15.61 para lo que sería aceite y después son los dos volúmenes que ya se mencionaron por los que va que es su reserva 2P igual a 3P, ya no tendrían posible. De 84.65 en aceite y 175.06 para lo que sería el gas.

Para recuperar estos volúmenes estarían ellos, presentaron más bien lo que serían tres alternativas. Estas tres alternativas las tres presentan 292 pozos, pero aparentemente pues pudiera pensarse que son la misma cantidad de pozos que recuperarían el mismo volumen de aceite, pero no es así porque tienen diferentes tecnologías cada uno de ellos. En la primera alternativa son solamente pozos verticales. En la segunda alternativa son pozos desviados y la tercera alternativa también serían pozos desviados que buscan también estar orientados al máximo, buscando que el pozo se oriente para buscar los máximos beneficios en cuanto al fracturamiento hidráulico y que las fracturas tengan la mayor extensión.

También la diferencia se puede ver en lo que serían las reparaciones mayores, en donde también van a utilizar diferentes tecnologías. En lo que sería la alternativa 1 van a estar utilizando ellos una terminación secuencial. En la alternativa 2 estarían solamente yendo por monocapa, cuando se agota uno pasan al siguiente intervalo. Y lo que sería la alternativa 3 igualmente considera estar produciendo de forma conjunta lo que sería la formación Tamabra más profunda y Chicontepec a su vez. Vemos que la alternativa 3 es la que tiene mayor volumen para recuperar, que serían los volúmenes 2P que ya se mencionaron. Tiene el mayor costo en cuanto a lo que sería la inversión en pozos y el tipo de tecnología que van a utilizar de 1,870 y esto los lleva a tener un VPN de 967.76 millones de dólares antes de impuestos. Para lo que sería el Estado, se tendría 551 millones de dólares y para lo que sería el operador quedarían 416.76 millones de dólares. Esto nos lleva a que la relación VPN/VPI del proyecto es de 3.79 y para lo que sería el contratista sería de 1.63 y la relación beneficio/costo tendríamos que es de 1.53. Del lado derecho también se puede observar la diferencia que hay en cada una de las alternativas, donde también es importante destacar que la alternativa 3 tiene un desarrollo mucho más acelerado de lo que sería la alternativa 1 y 2 y esto les permite a ellos recuperar más rápidamente los volúmenes de hidrocarburos. Si pasamos a la siguiente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En cuanto a lo que es el aprovechamiento de gas, actualmente la Asignación tiene un aprovechamiento del 87%. Esto está de acuerdo a la meta que tiene aprobada. Van a venir realizando ellos diferentes actividades en cuanto a la infraestructura. En una primera etapa, ellos van a tener una ampliación de lo que serían sus dos baterías de separación Miquetla I y Miquetla II. Aproximadamente terminarían en el 2022, lo que les llevaría a cumplir una meta del 91% Y posteriormente entre lo que sería el 2024 y el 2026 van a hacer más trabajos de adecuación de su infraestructura superficial Igualmente en las dos baterías Miquetla I y II, lo que los llevaría ya a cumplir su meta de aprovechamiento del 98%.

Ahora lo que se refiere a los mecanismos de medición. Actualmente el operador tiene aprobados dos puntos de medición provisional —La siguiente por favor— que podemos ver en esta lámina, donde tenemos que ellos están sacando su producción a través de las dos baterías tanto la Miquetla I como la Miquetla II, en donde se encuentran ubicados en este momento sus dos puntos de medición provisional para después pasar a las instalaciones de Petróleos Mexicanos y por último terminaría en el CAB Poza Rica lo que sería el líquido y en el CPG Poza Rica lo que sería la corriente de gas. La que sigue por favor.

En una segunda etapa ellos ya piensan terminar con lo que sería su periodo del punto de medición provisional y pasar a un punto de medición definitivo que está relacionado con todas las obras de infraestructura que van a llevar a cabo. Igualmente estarían saliendo ellos los pozos hacia sus dos baterías de separación y compresión que es Miquetla I y Miquetla II, donde tendría mediciones en los pozos operacionales en estas dos baterías de transferencia, de referencia también. Pasarían a lo que serían las instalaciones de Petróleos Mexicanos de Jiliapa para lo que sería el líquido y la Estación de Compresión Mecatepec para lo que es el gas, donde se entregaría el líquido ya como medición fiscal en lo que sería el Centro de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica y para el gas estaría en el Centro de Proceso de Gas Poza Rica la entrega y punto de medición fiscal.

Para lo que es el Programa de Inversiones, como se mencionó, ellos tienen considerados 1,870 millones de dólares, de los cuales estarían destinados el 41% a las actividades de desarrollo, 56% a las actividades de producción y el 3% para lo que sería todas las actividades de abandono. Como



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

podemos ver, también en el desarrollo los montos más grandes se tienen en lo que es la perforación de pozos y posteriormente en producción en lo que sería la operación de instalaciones de producción.

Referente a la evaluación económica que se hace con las premisas de la Comisión, tenemos que los volúmenes que van a recuperar son los 2P, como se mencionó. Tienen considerado un precio del aceite de 63.64 dólares por barril, 3.32 dólares por millar de pie cúbico y lo que serían las inversiones serían 816 millones de dólares, un costo operativo de 1,054 millones de dólares. Se utiliza una tasa de descuento del 10%, una paridad de 19.07 pesos por dólar, perdón, lo que nos llevaría a tener un VPN antes de impuestos de 1,070.65 millones de dólares, después de lo que sería el pago de contraprestaciones de 687.31 millones de dólares y después de lo que sería ya estas contraprestaciones más el descuento de los impuestos quedaría en 513.73 millones de dólares. Para ambos casos, el VPI es de 456.98, una relación VPN/VPI en lo que sería antes de impuestos 2.34 y para lo que sería después de impuestos y contraprestaciones de 1.12 y por último una relación beneficio/costo antes de impuestos de 1.51, la cual disminuiría después de contraprestaciones e impuestos a 0.72.

Las recomendaciones que se desprendieron de lo que es la revisión técnica de este plan es en cuanto a que ellos van a estar haciendo, el operador estará haciendo muchos trabajos de perforación y reparación mayor. Ellos también aparte tienen un programa bastante completo en cuanto a lo que es la toma de información y análisis de esta, de los yacimientos, que los puede llevar también a que ellos puedan utilizar todos estos estudios y la experiencia operativa que ya hay en esta área para evaluar la factibilidad de implementar algún proceso de recuperación secundaria o mejorada con el objetivo de maximizar el factor de recuperación porque debido a las características de este yacimiento y su complejidad está bajo todavía y hay bastante oportunidad de incrementar este factor de recuperación.

En cuanto al aprovechamiento de gas, pues lo que estamos viendo nosotros es que su meta de aprovechamiento les va a llevar prácticamente cinco años para poderse alcanzar al 98% y lo que estábamos observando nosotros es que, en la medida de lo posible y los resultados que tengan ellos de los pozos conforme desarrollen estas 292 terminaciones, es que pudieran acelerar estas actividades para cumplir en un menor tiempo lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que sería la meta de aprovechamiento de gas y que se deje de estar desaprovechando. Y también es muy importante para este yacimiento con el desarrollo también ir tomando diferentes datos y muestras de información para analizarlas, pero también es importante que vayan incorporando nuevas tecnologías para el análisis de estos datos y la adquisición también para que ellos puedan mejorar sus modelos dinámicos, estáticos, también sus modelos de pozos y sus modelos de terminación para que se pudiera también, conjuntando todas estas actividades, maximizar el factor de recuperación.

Toda la revisión de este plan se hizo conforme a la normatividad aplicable: Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, cumplimiento de los Lineamientos de Planes, cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición y lo que sería el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Como resultado de toda esta revisión técnica y considerando la regulación, tenemos que derivado del análisis presentado por el operador se propone a este Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociado al Contrato CNH-M5-Miquetla/2018, presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. 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.- Muchas gracias maestro Francisco Castellanos. Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario. Adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Podríamos poner por favor la lámina 4. En esa lámina se observa que el factor de recuperación actual es del orden de 1.28% y que por otro lado también creo que en una lámina anterior se dice que el yacimiento fue descubierto en 1948, en la anterior, y empezó su explotación en 1959 hace 60 años. En la 7, en donde se habla del volumen original que tiene que ver con el factor de recuperación. El volumen original son 2,226 millones de barriles y en la lámina de al lado tenemos la reserva 1P, 2P y la 3P. ¿Cuál es la 3P? Porque ahí está mal, ¿verdad? ¿O por qué tiene 2P igual a 3P?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que ya no tienen posible, entonces ya no tienen incrementales. Toda el área del yacimiento pues ya está conocida. Entonces ya no tienen ellos para reclasificar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces no sería 3P.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, sí. Lo que pasa es que cuando ya no tenemos más área para incorporar o reclasificar, ya todo lo que tenemos es puro volumen 2P, ya no tenemos incremental en posible.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Pero entonces aquí tenemos las reservas son 84.65 y han sacado solamente el 1.20 y tantos por ciento.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Han sacado casi nada. ¿Cuánto es la producción acumulada del campo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ahorita le damos el dato doctor, no lo traemos ahorita.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque si al final va a ser 5%, ahí como que las... Bueno, entonces sigo, continuando mientras ustedes buscan el dato. En la lámina siguiente en la 8 se ve el perfil de producción y ese perfil de producción lo que nos plantea es que van a perforar 292 pozos, pero eso lo van a hacer en 14 años. ¿Verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aja, así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y que van a empezar con la perforación fuerte por el año 2021.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, así es.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Tenemos algún desglose de cómo van a perforar todos esos pozos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque la producción actual son, ¿cuánto trae? Trae 1,276 y en el pico van a alcanzar 12,000 barriles, pero por el año 2034. ¿Cómo van a perforar esos pozos, cuál va a ser la forma de perforar? Yo lo que puedo ver ahí es están perfore y perfore y perfore, por eso va para arriba, para arriba. ¿Pero cómo está la perforación?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. En el primer año van a hacer ellos principalmente lo que serían de todas sus reparaciones mayores van a hacer 19 y van a perforar 5 pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿5 pozos en 2020?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aja, en 2020. Y lo que es del 2021 hasta lo que sería el 2033, van a estar perforando en promedio 20 pozos por año. Es lo que tenemos nosotros de acuerdo a su plan de actividad.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque la pendiente de crecimiento de la producción no es como constante, sino que al principio es mucho más fuerte, después como que se acuesta, después se vuelve a levantar en 2030 y tantos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Lo que pasa es que sí traemos una lámina, creo que no viene ahorita ahí dentro de las láminas incluidas, pero el promedio que tienen desde el 2021 hasta el 2033 es de 20 pozos y disminuye un poco la actividad para lo que sería 2034, donde van a perforar nada más 16 pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No se analizó alguna alternativa? Para mí está bien tal y como lo presentaron, pero alternativas de perforar pozos más rápido.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En este caso, si vemos lo que es la alternativa, perdón, las tres alternativas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Las tres traen lo mismo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, las tres traen lo mismo, pero lo que es la intensidad de la actividad para lo que es la alternativa 3 es donde están adelantando toda la actividad lo más posible. Lo que comentan ellos para llevar a cabo esta alternativa 3 respecto a las otras alternativas es que en el caso de la 1 los pozos serían horizontales. Digo, perdón, verticales. Y esto los lleva a ellos a que tendrían que tener muchísimas localizaciones en cuanto a lo que son las peras de perforación. Lo que es la alternativa 2 y la 3 —que es la que acelera el desarrollo— ellos están considerando macroperas que van a tener de 6 a 8 pozos y eso les permite a ellos tener una localización superficial menor, pero poder estar perforando mayor número de pozos. Esa es la estrategia que tienen y sí están acelerando. Respecto a las otras dos alternativas que se ve en la 3, puesto que el gasto que alcanza la máxima lo que sería la alternativa 1 son 8,000 contra los prácticamente 12,100, perdón, alcanzaría la alternativa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La alternativa 3.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, si hicieron ellos ese ejercicio de tratar de adelantar la actividad lo más posible para acelerar la recuperación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es un Contrato de Licencia por 30 años. ¿Son 30 años y hay posibilidad todavía de ampliarlo? Es una pregunta legal. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Nosotros traemos que el límite económico está hasta el...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, digo, pero me refiero al Contrato. El Contrato es por 30 años.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ah, sí, por 30 años.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Hay posibilidad de ampliarlo?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Sí, ellos tienen dos periodos para ampliar el Contrato. Son por cinco años los dos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, serían 40 años.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Exacto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, porque aquí preocupa mucho que todavía en 2048 tiene una producción del orden de 4,000 barriles.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Exacto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, tienen otros 10 años más.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Exacto.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Y lo que quería yo complementar es que su límite económico ellos lo ven hasta el 2065 que serían, todavía de las ampliaciones, siete años más.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, entonces ahí sí creo que vale la pena el comentario de que la Secretaría ojalá pueda revisar este tema para que les den el tiempo al Contrato que requiere el yacimiento para ser explotado. Porque si se termina el Contrato tendría que licitarse o tendría que asignarse. ¿No? Aquí está Pemex, también hay un privado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Pero en general, para evitar distorsiones, los Contratos deberían ser suficientemente largos para que la explotación del yacimiento pudiera completarse. Hemos hecho ese comentario en algunas ocasiones, aquí también creo que vale la pena dado que van a salir todavía de la ampliación de 10 años.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Como lo comento, la expectativa y el volumen a recuperar pues va más allá de lo que tiene la vigencia en este momento el Contrato. Entonces sí sería válido hacer una revisión para que no solo en este, sino en todos los demás la expectativa de recuperación de los volúmenes esté más adecuado a las vigencias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Solamente que esta parte del comentario lo hemos hecho en las Asignaciones, no en los Contratos. Este es un Contrato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo digo para los dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Pero digo, donde hemos hecho los comentarios es en las Asignaciones. En el caso de los Contratos, pues ya está definido, exactamente, las condiciones que se licitaron. Entonces pues nada más para...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero mi planteamiento siempre ha sido que Asignaciones o Contratos tengan los tiempos correspondientes y que pues lo vea la Secretaría de Energía. Es un Contrato obviamente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún comentario? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si ustedes ven la tabla donde viene el uso del gas, resulta ser que no es hasta el 2026 donde van a alcanzar la meta. Entonces en el periodo anterior, supongo que van a quemar el gas. Ventear sería prohibido, pero lo van a quemar. Están produciendo 12 millones de pies cúbicos diarios, entonces 12 millones por 365 por los 7 años que faltan es una cantidad muy sustancial. Entonces la quema del creo que es algo así como el 13% del gas mi pregunta era si está considerado eso, porque no lo podemos considerar como un ingreso dado



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que este gas salió y se quemó. Se tendría que considerar en todo caso como un gasto. Entonces yo tendría dos preguntas.

La primera es cuando uno hace el cálculo del costo de haber quemado por seis años el gas, da una cantidad muy sustancial. Entonces yo no sé si ahí eso justificaría la recolección de ese gas o no lo justifica, no sé, no conozco los números. Pero a mí lo que me importaría más es que no los tomemos tanto como un ingreso porque es un ingreso.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Entiendo Comisionado. Digo, para efectos de la evaluación económica, lo que consideramos es el gas a venta como parte del valor contractual de los hidrocarburos. En ese sentido, y recordar que si bien el Contrato especifica que, vamos, no hacer una distinción entre el gas que se venda o el gas que digamos produzca, sino simplemente hace la valoración del gas en el punto de medición. ¿No? Entonces se mide el gas en el punto de medición y entonces ahí se calcula el valor contractual de los hidrocarburos con base ya sea en el precio comercial o con base en el precio que establezca el propio Contrato en las fórmulas. Entonces estamos tomando pues tal cual el valor contractual del hidrocarburo tanto el producido como el que sí se transfiere para venta.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, OK.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ahí es importante mencionar que el operador para lo que es el aprovechamiento realmente lo que está considerándose para los ingresos ahorita es el que transfiere, el que se va a venta. Todo lo demás pues está digamos no aprovechado, en una destrucción controlada o mediante el medio que se disponga de él.

El operador presentó cuatro alternativas para poder mejorar el aprovechamiento del gas y está de alguna u otra manera tratando de reducir esta merma por el no aprovechamiento. Él estuvo viendo mejorar el autoconsumo, poner plantas de generación eléctrica para lo que sería todos sus procesos de compresión y lo que sería su proceso de bombeo. También están viendo ellos pruebas piloto para ver si también pueden implementar en lugar del bombeo neumático poder pasar a bombeo neumático y estar aprovechando este gas. Tienen también un proyecto o



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

estuvieron analizando lo que sería la reinyección para conservación y por último lo que están haciendo ahorita que es la transferencia.

Hicieron ellos las evaluaciones económicas y encontraron que el que mejores indicadores le da para continuar operando era la transferencia y estar ellos de forma escalonada modificando sus instalaciones de producción, que es la que vemos ahorita en pantalla. La transferencia es la que les está dando a ellos el mejor indicador económico y desafortunadamente tanto el bombeo neumático como lo que es la conservación al restarle de sus ingresos ese gas, pues le sale negativa. También la otra alternativa que les resulta viable a ellos sería el autoconsumo para estar generando energía eléctrica y utilizar este gas como combustible. Pero sí, ellos de alguna manera el plan que nos están presentando dentro de todo el Plan de Desarrollo para mejorar la meta de aprovechamiento de gas pues sí fue este proceso escalonado en el que van a estar llevando a cabo actividades en 2022. Ah, bueno, también aquí está. Si quieres explicar Isai por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Bueno, aquí están las ampliaciones de las estaciones tanto Miquetla I, para Miquetla I y para Miquetla II y son las actividades asociadas respecto a cada una de estas estaciones. Ahora, es importante mencionar que esta área contractual actualmente tiene aprobado un Plan Provisional. Dentro del Plan Provisional se tiene aprobada la meta de aprovechamiento de gas del 87.6% de gas de aprovechamiento. Entonces ellos continuarán con esta meta de aprovechamiento que tiene aprobada actualmente en el provisional y más adelante pues van a empezar las ampliaciones derivadas de las actividades que ellos van a realizar en el área contractual.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- O sea, sí hicieron un análisis completo de cómo poder mejorar esta meta de aprovechamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Adelante.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Solamente aclarar que no se está quemando el 100% del gas, sino es menos del 13% hasta el 2026 que cubrirían el 98%. ¿No? Para dejarlo claro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si no hay más comentarios. ¿Sí?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Uno más.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 25. No, perdona, ¿ibas? ¿Ya te interrumpí?

DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Para el tema del gas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, perdón, perdón.

DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Comisionados, únicamente precisar que al amparo de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas se está haciendo el ajuste en la meta de aprovechamiento. Es decir, como nos comenta el maestro Castellanos, ahorita se continúa con la meta del 87% y esto se va a permanecer hasta 2025. Derivado del análisis técnico-económico, el operador nos propone este aprovechamiento y a partir de 2025 cumple con la meta del 98% que establecen nuestras disposiciones. Entonces se hacen estos dos ajustes tanto en el porcentaje hasta 2025 y en el cumplimiento al 98% a partir del 2026. Nada más para precisar este cumplimiento.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si ven ustedes el precio del gas, el precio del gas está reportado en dólares por millar de pie cúbico. OK, generalmente el precio del gas se reporta en dólares por millón de BTU. Es muy interesante la manera que lo reportaron porque se trata de un gas de muy buen gas, que es un gas que tiene propano, butano, pentano, etc., y que va a ir a dar a un centro procesador de gas. Entonces este gas en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

realidad por millón de BTU probablemente es el mismo precio que todos, pero como es un gas más rico por 1,000 pies cúbicos cambia y se vuelve más caro. Entonces me llamó la atención que te da una idea muy buena cuando lo pones por 1,000 pies cúbicos en lugar de ponerlo por millón de BTU porque te dice el valor real del gas. Este es un muy buen gas, es el punto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una parte, tengo un tema pendiente de lo de la producción acumulada. Yo hice una cuenta por aquí. La producción acumulada es del orden de 28.5 millones de barriles. Eso lo obtuvieron durante 60 años. Ahora en 30 años piensan tener 84.65. Es bastante más de lo que se tenía, entonces obviamente las tecnologías, la perforación de pozos horizontales, etc. Y la suma de las dos producciones da un factor de recuperación del 5%.

Creo que es bien importante resaltar su primera conclusión, la conclusión de que hay que estar revisando cómo poder incluir recuperación secundaria o mejorada de tal forma que se incremente. Son 5% nada más lo que está recuperando de este Campo Miquetla. La cantidad de aceite que tiene es inmensa. Si pudieran incrementar 1-2% y adelantar actividades, pues esto incrementaría el valor presente neto en posiblemente en dos órdenes de magnitud. Pero bueno, faltaba eso nada más.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Como lo comentamos ahí, tratamos de también cuando analizamos lo que es todo su plan, la recomendación que pusimos también es que pues tiene también una componente tecnológica muy importante. ¿No? Porque los volúmenes que se han obtenido hasta este momento es cómo ha evolucionado la tecnología extractiva desde ese año del 58 y a la fecha pues ya tenemos otras tecnologías. También ha avanzado mucho lo que es el tipo de terminación de los pozos y este tipo de terminación con lo que son las estimulaciones hidráulicas y que se ha estado mejorando bastante su resultado en cuanto al alcance y la productividad que tienen pues les puede ayudar muchísimo. Entonces es muy importante en esta parte también que consideren ellos toda la parte tecnológica.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, ese era el tema que decía: recuperación secundaria y mejorada. Si en los no convencionales se puede obtener cantidades más grandes, aquí también ¿No?. Claro, requiere mucha geología, no solamente es la perforación de pozos. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien Comisionados. 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.68.021/19**

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

#### **ACUERDO CNH.E.68.021/19**

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 II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-M5-Miquetla/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.12 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración respecto a la resolución CNH.E.56.014/19.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la maestra Rocío Álvarez Flores, Directora General de Consulta.

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

“DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente, someto a su consideración el acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aclara la Resolución CNH.E.56.014/19. Esta resolución se refiere al Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado para la Asignación AE-0154-Chalabil Campo Hok. Como antecedentes de este acuerdo, tenemos que el 17 de septiembre se aprobó por este Órgano de Gobierno el Plan de Desarrollo correspondiente a la Asignación respectiva del Campo Hok.

Posteriormente, tenemos que en el ejercicio de las facultades de administración en materia técnica de las Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, esta Comisión detectó una inconsistencia respecto del área de extracción aprobada en el Plan de Desarrollo del Campo Hok. En pantalla vemos el área de Asignación correspondiente al Campo Hok. Esta es como fue presentada originalmente en el Plan de Desarrollo y tenemos que la inconsistencia que se detectó consiste en dos términos principales. Primero, el área de la Asignación y el segundo los vértices asociados al polígono de extracción del Campo Hok. Es decir, en pantalla vemos cómo se aprobó el dictamen de la Asignación. La tabla 1 corresponde al área de Asignación y la tabla 2 corresponde al polígono de extracción y en la siguiente pantalla vemos que la inconsistencia detectada debe decir ahora sí la tabla 1, los vértices del polígono de la Asignación. Aquí vemos que hubo una variación en el número de los vértices, así como en el polígono propuesto para el área de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

extracción. En lugar de ser 8 vértices, debieron ser 19 vértices Comisionados.

Entonces tomando en consideración que esta Comisión se encuentra facultada para emitir y en su caso aclarar los actos y resoluciones que emita con autonomía técnica y operativa y de conformidad con los artículos 1 y 2 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, así como 223 y 225 del Código Federal de Procedimientos Civiles, se somete a su consideración Comisionados esta aclaración ya que con esta aclaración se subsanará un acto que pudiera afectar o en su caso repercutir la ejecución de las actividades petroleras previstas en el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Campo Hok.

¿Cuáles son los beneficios de esta aclaración? Primero, aclarar el área de extracción del Campo Hok referido en el anexo único de la Resolución CNH.E.56.014/19, con lo cual se permite otorgar certeza jurídica al asignatario respecto del área de extracción en la cual puede ejecutar las actividades petroleras aprobadas por este órgano de Gobierno y precisar Comisionados que esta determinación no genera perjuicio alguno al particular. En consecuencia, se propone aclarar el contenido de la Resolución CNH.E.56.014/19 y considerar tal aclaración como parte integrante de la resolución de referencia, lo cual se somete a su consideración Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestra Álvarez. ¿Algún comentario, pregunta de algún Comisionado?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo una pregunta. Pues lo que hicieron fue agregar un punto 19 que es el inicial para como cerrar el polígono. De acuerdo con lo que vi con la tablita, el 19 es exactamente el primero. ¿No? Para mí 18 puntos pues definen el polígono, pero el planteamiento es la siguiente lámina. Es que se pone un 19 que es el inicial para que haya como cierre. ¿Está bien mi interpretación? Digo, no sé. ¿Sí? O sea, el punto 1 y el punto 19 es el mismo. Se agrega el 19 en este cambio y lo que se está planteando es que se cierra el polígono, ¿o cómo está?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Si me permite Comisionado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, por favor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Efectivamente el planteamiento es agregar un vértice adicional que es la repetición del 1 para que cierre el polígono porque sino evidentemente quedaría abierto y quedaría a otra interpretación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Quedaría nada más un polígono, pero abierto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Y esto es porque siempre lo hacemos así con todos los demás.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque para mí con 18 pues queda definido.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Queda definido efectivamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero está bien.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Si regresamos a la figura por favor de la lámina 2. La del mapa. Ahí. La siguiente, esta. El vértice 18 es este que estoy señalando con el puntero.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces hay que regresarlo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Y hay que cerrarlo efectivamente con el vértice 19 que es la repetición del número 1 para que efectivamente quede cerrado el polígono. Si no, queda definido los vértices, pero el polígono no termina de cerrar.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- El área sería mucho más grande.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues no estaría definido, ¿verdad? Sí, está bien, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No estaría definido, no sería un polígono cerrado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Alguna otra pregunta del tema? Muy bien. Si no hay comentarios, pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

#### **ACUERDO CNH.E.68.022/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, expide el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración a la Resolución CNH.E.56.014/19.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:02 horas del día 19 de noviembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Octava Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

