Comisión Nacional de Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUARTA SESIÓN ORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:06 horas del día 6 de febrero del año 2020, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, 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 el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Cuarta Sesión Ordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0113/2020, entregado a los Comisionados el 31 de enero de 2020, 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 al Secretario Ejecutivo 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 fue aprobado en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Solicitudes de autorización para participar en foros y eventos públicos.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe trimestral de Ratificación de Descubrimientos.

III.2 Informe Trimestral de 2019 sobre Autorizaciones y Avisos para la perforación de pozos de Exploración y Extracción.

III.3 Informe trimestral de 2019 sobre Autorizaciones para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

IV.- Asuntos generales.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Solicitudes de autorización para participar en foros y eventos públicos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario se refirió a los eventos en los siguientes términos:

"SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUÍZ NASTA.-

El punto II.1, Solicitudes de Autorización para Participar en Foros y Eventos Públicos. En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, me referiré a las solicitudes que se recibieron en la Secretaría Ejecutiva. En esta ocasión tenemos el desayuno plática organizado por el despacho Detons López Velarde, que se llevará a cabo en el Club de Industriales de la Ciudad de México, al que asistirá como invitado y panelista el Comisionado Sergio Pimentel Vargas, el 18 de

febrero del 2020. El segundo, es el Primer Foro Universitario organizado por la revista Petróleo y Energía, la Universidad Autónoma de Nuevo León y Grupo Vitol, al que asistirá como panelista el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con el tema Energía en México 2020, un Panorama Integral, que se llevará a cabo el día 10 de febrero de este año.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si no hay comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.04.001/2020

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 12, fracción I del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las solicitudes descritas en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros, eventos, y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe trimestral de Ratificación de Descubrimientos

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

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

"MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Buenos días, Comisionado Presidente, Comisionados. Pues traemos este

Informe Trimestral, en donde les damos cuenta de las ratificaciones de descubrimientos que se han hecho en la Dirección General. Entonces, si recordamos, si avanzamos en la presentación, vamos a ver como introducción les estamos recordando nada más para eso, decirles que este Informe Trimestral, si avanzamos deriva justamente de un acuerdo del Órgano de Gobierno, en donde nos dejó la tarea de ratificación de descubrimientos siempre que trajéramos aquí el informe de qué se iba haciendo cada trimestre este acuerdo data de agosto de 2018 y bueno está de acuerdo con lo que establecen los títulos Asignación y la propia regulación que son consistentes en esa materia entonces son unos elementos que se piden al operador en este caso Petróleos Mexicanos, para tener conocimiento de si aquel descubrimiento que llevo a cabo, se puede ratificar como tal. Entonces son los 3 puntos que aparecen en la pantalla y que son los que siempre hemos solicitado. Entonces, la Dirección General de Dictámenes de Exploración hace esa ratificación y traemos a ustedes este recuento. Entonces, como antecedentes, nada más para recordarles, en 2018 se ratificaron 4 descubrimientos, entre septiembre y diciembre, que son Nantzin, Doctus, Manik y Bukma, eso es lo que ocurrió en 2018. Ahora, ¿qué ocurrió en 2019, entre enero y agosto? Fueron 9 descubrimientos, si avanzamos la que sigue, por favor, que fueron Mulach, Semillal, Kokitl, Ixachi-1001, Quesqui, Tohkin, Maxochitl, Kaneni, Pankiwi; todos estos ya fueron informados en su momento es solamente para recordar lo que hemos traído aquí al Órgano de Gobierno. Entonces, si avanzamos, es la misma información que les decía solamente visto en graficas. En la primera barra vemos los descubrimientos que se han hecho en aguas profundas, en la segunda los que se han hecho en aguas someras luego, los que son en terrestres no convencionales y luego en terrestres convencionales, nada más están divididos, estos descubrimientos en cada una de las zonas que conocemos. Y con color profundo están los de 2018 y en el color más claro están los de 2019. Entonces, eso es el histórico hasta lo que les habíamos informado en el Cuarto Informe Trimestral.

Ahora bien, pasando, entonces, a este Quinto Informe, traemos una propuesta, que es irnos hacia el año calendario, porque terminado estos informes este terminaba en noviembre, entonces, de una vez metimos la ratificación que hicimos en diciembre. De manera que ahora nos iríamos con el nuevo

calendario para hacerlo consistente, sobre todo, con los otros informes de áreas y pozos, que esos si van en el año calendario. Entonces, para empatarnos, nos permitimos proponérselos así. Entonces, en ese periodo, entre agosto, septiembre y diciembre de 2019, fueron 3 descubrimientos los que recibimos para ratificación de Petróleos Mexicanos Hok-101EXP, Tema-1EXP, Ichilán-1EXP, los 3 están localizados en aguas someras y los 3 fueron productores de aceite y gas. También coincidentemente los 3 fueron productores en plays del Terciario. Ahorita vamos a ver algunos detalles de cada uno de ellos. Entonces, si avanzamos, vamos a la primer ratificación, que es la que corresponde a Ichilan-1EXP. Ichilan-1EXP se encuentra en la Asignación AE-0151, que es ésta que está con este polígono rojo. En el norte hay un polígono hay un punto verde, que es el que marca, justamente, donde se dio la perforación de ese pozo. Fue productor de aceite y gas, cerca de 24 grados API. Recordar que estamos en las cuencas del sureste, que es donde se ha tenido una gran actividad dentro de la Cuenca Salina del Istmo. Aquí, el play productor fue el Mioceno, tanto en la parte media, como la superior y se descubrieron 3 intervalos no es solamente uno sino se descubrieron esos 3 sumando los intervalos de los tres yacimientos encontrados, en su espesor neto, son alrededor de 32.4 metros. La presión de fondo anduvo del orden de 2 mil 200 PSIs.

Si avanzamos, en la siguiente vamos a ver algún detalle justamente de cuáles son estos 3 intervalos que se descubrieron. Tenemos estas tres zonas esta primera, esta segunda y finalmente está más profunda, que son los 3 intervalos que están aquí nombrados como MM1, MS2 y MS3. Como vemos, el espesor es relativamente pequeño, del orden de 12 metros, 8 metros, 9 metros. Se hizo un análisis de productividad con un MiniDST, alcanzando un flujo de 328 barriles por un estrangulador de media pulgada. Los recursos que se estimaron ya no son respectivos— por aquí hay un error— ya son recursos calculados a partir de esta información. Son 37 millones de barriles de aceite y 27 millones de pies... miles de millones de pies cúbicos de gas, dentro de estas tres unidades. Ahora, si avanzamos, el siguiente descubrimiento fue el que se dio a través del pozo Tema-1. El pozo Tema-1 también está en una Asignación en aguas someras, que, en este caso, es la 0148. También nos encontramos en la misma cuenca, en la misma provincia, solamente que el *play* productor aquí, fue el Plioceno

Inferior. El intervalo entonces estuvo un poco más somero, cercano a los mil 900, casi a dos mil metros. Aquí el espesor neto es de 54 metros y también se repite esta condición, son 3 yacimientos los que se encontraron. La presión en un poco mayor que en caso anterior.

Entonces, si avanzamos vamos a ver justamente, la caracterización petrofísica de estos 3 niveles. Este nivel que, como ven ustedes pues es un poco más interesante, dado el espesor que tiene y luego los 2 dos niveles, que son un poco más profundos. Aquí están expresados con esos nombres Pi-1, Pi-2 y Pi-3, haciendo referencia del Plioceno. Los espesores, como les decía, el más somero es el más importante, de 34.5 metros, prácticamente. Y también se hicieron pruebas de producción con DSTs, alcanzando flujos de hasta mil barriles por un estrangulador de 5/16 pulgadas. Los recursos que se calcularon a partir de esta información están del orden de 20 millones de barriles de crudo y 32 miles de millones de pies cúbicos de gas. El aceite aquí es un aceite más ligero que en el caso anterior, es de casi 38 grados API. Avanzamos al último de ellos, que es el que, justamente, ratificamos en diciembre y que, por este movimiento que les proponemos es que se incluye en este informe, que es el pozo Hok-101-EXP. También se encuentra en una de las asignaciones de aguas someras; en este caso, la AE-0154, en la zona, más o menos central, del bloque. De nuevo estamos en la misma situación geológica, en la misma cuenca, en la misma provincia. Aquí el play también, productor, fue el Mioceno Superior y hay 2 intervalos descubiertos. Aquí se descubrieron 2 yacimientos, el espesor neto es de 9.3 sumando los dos yacimientos, y la presión de fondo es mayor, dado que también la profundidad es mayor. Entonces, si avanzamos vemos justamente esa caracterización que se tuvo de los intervalos. Tenemos aquí los 2 intervalos marcados, uno de ellos es de 8.7 metros y el otro es de 0.6 metros apenas. Los 2 son del Mioceno Superior y la productividad que se tuvo a partir de la investigación que se tiene con el MiniDST, fue de 508 barriles por un estrangulador de 1/4, Entonces, la volumetría que se estimó es de cerca de un millón de barriles de crudo y 0.66 miles de millones de pies cúbicos de gas. El aceite, aquí, es de alrededor de 26 grados API. Si vemos la siguiente pues es únicamente el resumen, ahora si desde agosto de 2018, en donde nos dieron el encargo de las ratificaciones, hasta esta última ratificación que es la de Hok y aquí

están distribuidos de la misma forma que decíamos hace rato. Esta barra más oscura hace referencia a los de 2018 las barras más claras a los de 2019 esto es en aguas profundas estos pozos son en aguas someras que como ven pues es donde ha habido más descubrimientos. Los no convencionales y los convencionales. Entonces en total han sido ratificados 16 descubrimientos en ese periodo de agosto hasta finales del año pasado. Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, maestro Hernández, comentarios, doctora, adelante.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo quisiera preguntar aquí maestro Hernández, de esta lámina que tenemos en pantalla, que es la numero 16, por si la pueden poner. Dentro del informe que nos presentan, deben de evaluar los criterios preliminares para las actividades de evaluación entonces de todos estos descubrimientos ¿cuáles van a ir a evaluación?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Hay algunos que ya están en evaluación, como Quesqui. Quesqui ya está en evaluación. ¿Cuál otro más? Los últimos todavía no se recibe el programa de evaluación, porque se acaban de ratificar.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero se supone que en el informe nos deben de dar criterios preliminares de la evaluación.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, sí nos dan los criterios preliminares, si me permite. Daniel, ¿si nos puedes decir cuales son lo que expresó Petróleos Mexicanos al respecto?

MAESTRO DANIEL LÓPEZ AGUIRRE, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Sí. Buenos días, de los últimos 3 que presentamos, no planea hacer actividades de evaluación, que son Hok, Ichilan y Tema. Quesqui está ya en Programa de Evaluación, ya está realizando la evaluación. Tohkín fue ratificado, pero no manifestó que no realizaría actividades de evaluación. Maxochitl, Kaneni, Pankiwi y Semillal fueron descubrimientos no convencionales y quedaron al auspicio de un Plan de Exploración que se está llevando a cabo. Ixachi-1001 se incorporó al Plan de

Desarrollo que se está llevando a cabo en campo Ixachi. Tohkin está preparando el Programa de Evaluación. Mulach está en Plan de Desarrollo. Manik, también. Y Bukma entregó un informe de evaluación y no planeaba realizar actividades de evaluación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver si puedo hacer un pequeño resumen de lo que yo más o menos revisé. De todos los 16 descubrimientos que tenemos en pantalla, según lo que nos han notificado, aguas profundas y terrestres no convencionales, no pasarían a desarrollo. Es decir, nosotros, ahora si tendríamos que bajar de los 16 descubrimientos, serían 4,5,6,7 menos, ¿correcto?

MAESTRO DANIEL LÓPEZ AGUIRRE, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, quedarían 9 descubrimientos. De esos 9 descubrimientos, en terrestres, efectivamente, Ixachi-1001 o sea, Ixachi-1001 no entraría a evaluación, porque se va a integrar al desarrollo de Ixachi. Y es un área bastante importante que puede incorporar reservas, más o menos importantes. Entonces Quesqui e Ixachi estarían incorporando reservas rápidamente, una vez que evalúen Quesqui e Ixachi lo integren al Plan de Desarrollo. Ahora, del resto que tenemos en aguas someras, según lo que yo averigüé, Mulach y Manik ya los tienen en Plan de Desarrollo temprano o sea, son de los 20 prioritarios. Entonces, bueno, quitamos 2 y ahí Hok de los que acabamos de ver, del último trimestre, salió productor, pero es no comercial, o sea, por eso yo decía de los criterios preliminares de actividades de evaluación, porque Hok no va a pasar evaluación porque de principio, es menos de un millón de.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Barriles, por lo tanto, lo consideran no comercial. Parece ser. No, Hok.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-¿Es otro Hok?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es otro Hok, es Hok 1,101, este que es otro o sea el Hok, el otro, es el principal y el 101 era un bloque anexo. Y en este caso salió no comercial. Entonces el Tohkin y el de abajo, también.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Tohkín y Tema son los de estas.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- También parece ser que son no comerciales. Por lo tanto, los únicos que nos están quedando, no sé si los van a llevar a evaluación o no, sería el Tema y el Ichilán. Que ahí sí, ustedes me tendrían que decir si van a pasar evaluación, o a producción temprana. No sé, o sea, lo que yo quiero rescatar de ese pequeño análisis que yo hice, que ustedes me debieron de haber dicho, de estos son únicamente 2, bueno 4, sumando Ixachi y Quesqui, que podrían pasar a un posible desarrollo o un posible incorporación de reservas. Y eso pasó todos los descubrimientos que hubo en el 2019. Faltan unos cuantos que entraron muy al final de diciembre y que bueno que entraron en enero digamos, que va a ver otros 2, 3, que quizás, se puedan incorporar. Entonces, lo importante aquí, y que yo requiero rescatar, es de que hay 1, 2, 3, 4, con posible incorporación de reservas para el año 2020. Y ojalá que en esta evaluación que puedan hacer, incorporen las reservas para poder incorporar el compromiso que se tiene en el plan de negocios de Petróleos Mexicanos, que son mil 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente como reserva, eso es todo.

INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Buenos días a todos. Únicamente hacer ahí unas anotaciones respecto de los descubrimientos Ichilán y Tema, que son 2 de los que menciona, que se ratificaron recientemente, pues la decisión de llevarlos a un desarrollo, pues, es de Pemex. Hasta el momento, lo único que manifestaron ellos, es que no van a llevar acabo las actividades de evaluación, sino con este pozo que perforaron en cada uno de ellos, ya consideran que esta evaluado. Entonces.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, nosotros tendremos que decirlo, ¿no?

INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Hasta el momento pues, ellos van a tener que entregar su informe de evaluación y nosotros, pues validar que ya está evaluado. Y también respecto de Quesqui, que se encuentra en un Programa de Evaluación, pues ese, aunque está en un Programa de Evaluación, si recuerdan, ese tiene pruebas de alcance extendido, que se están llevando a cabo actualmente y bueno aunque no está en desarrollo, pues, ya está teniendo una cierta producción derivada de este.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora hay que ver si incorpora reservas y cuánto va a ser.

INGENIERO CHRISTIAN LÓPEZ MARTÍNEZ UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Ajá.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Cuál es el dato del éxito de perforación? O sea ¿cuánto se ha perforado y cuántos realmente hubo un descubrimiento?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, ahorita no tenemos el dato, doctor, pero lo sacamos para mandárselos, se lo hacemos llegar, ¿sí?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante, Sergio.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Creo que los comentarios de la doctora son muy valiosos. Obviamente la información es muy importante tenerla a la vista, tenerla disponible, pero creo que el valor agregado es el análisis que este Órgano regulador pueda aportar para poder darle dimensión a las cifras. La meta, la estrategia 2.1 del plan de negocios de Petróleos Mexicanos, dice incrementar e intensificar la actividad exploratoria en cuencas terrestres, aguas someras y en áreas aleñadas a campos en producción, el indicador de esta estrategia uno de los indicadores dice incorporación de reservas 3P por descubrimientos de 1,300 millones de barriles de petróleo de crudo equivalente por año, del año pasado 2019, cada año,

hasta 2023. Entonces yo también quisiera preguntarles, teniendo este indicador como referencia, lo que se dijo, en su momento, es que había 20 campos prioritarios, el año pasado, que iban a llegar a esta meta. La verdad, es que no son 20, son 17 los que al final Pemex presentó. Y de esos 17 yo tengo que 3 que son Ixachi, Manik y Mulach, son descubrimientos recientes, los demás son descubrimientos que tienen ya muchos más años de actividad exploratoria. ¿Cómo lo estamos viendo este año? o sea, si eran 20 campos por año, para llegar a la meta de mil 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año ¿cómo estamos viendo los posibles descubrimientos? O más bien los posibles campos prioritarios para este año 2020. No ahorita, pero creo que quizás, valdría mucho la pena en aras de darle sentido insisto, a la información y aportar un valor agregado en el análisis de la misma cómo estamos viendo para este año, esta meta de Petróleos Mexicanos, de 20 campos prioritarios. Hay que decirlo, el año pasado no fueron 20, nos quedamos cortos en 3. De esos 17 ¿cuántos millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P se incorporaron? Tenerlo claro y luego poder hacer una prospectiva para este año y los que vienen hacia adelante, eso creo que sería muy útil, desde luego, insisto no pretendo que se haga ahora, pero creo que eso sería muy valioso hacerlo y ponerlo pues solamente en la mesa como un análisis que creo que nos compete como regulador de estas actividades. Y, bueno, los demás yo creo que ya son comentarios que de alguna manera se han hecho. Yo aquí lo dejaría, Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. ¿Algún otro comentario comisionados? De no haber comentarios, debido a que se trata de un asunto para conocimiento, no se registra votación ¿verdad Secretario? Ah, Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo sólo diría que nos mandaran la información procesada. Tenemos aquí 16 descubrimientos ¿cuántos son comerciales y cuántos realmente van a contribuir a extraer nuevos campos que van a poder ser presentados? Si no nos vamos a quedar con un número que algunos de ustedes dijeron que no piensan desarrollar. De estos 16 ¿cuántos van en desarrollo? aunque no sea de manera inmediata.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Okay, al nivel de información que nos proveen ahorita, Petróleos Mexicanos, en este caso, para la ratificación de descubrimientos los requisitos son que nos digan nada más su interés preliminar de llevar acabo la evaluación o no. Entonces, eso es lo que sí podemos decirles con toda la precisión para no —como decía el maestro Christian— pues no meternos en tema que pues Pemex decidirá qué hacer ¿no?

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUÍZ NASTA.- Efectivamente, debido a que se trata de un asunto de conocimiento no se registra votación, y sólo se requiere conocimiento de la presentación del informe. El siguiente punto del Orden del Día es el Informe Trimestral sobre Autorizaciones y Avisos para la Perforación de Pozos, Exploración y extracción. El desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, tiene la palabra el ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración."

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

ACUERDO CNH.04.002/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del 4to. Informe trimestral de Ratificación de Descubrimientos.

III.2 Informe Trimestral de 2019 sobre Autorizaciones y Avisos para la perforación de pozos de Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero José Antonio Álcantara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias. Buenos días a todos. Con la venia del Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionada. Me voy a permitir presentar el Cuarto Informe Trimestral correspondiente al año 2019, para las Autorizaciones de Perforación de Pozos. Por favor, la que sigue. Dentro de la cinta que vamos a presentar están las autorizaciones en trimestres. Los resultados de pozos concluidos en el trimestre, el seguimiento de autorizaciones en la estadística de agosto de 2014, cuando se inició la Reforma Energética y la Comisión tuvo como atribución la autorización de los pozos exploratorios, así como de los de extracción al 31 de diciembre de 2019. Y un resumen anual, correspondiente al mismo año. Dentro de las autorizaciones en el trimestre que nos ocupa, repetiré octubre-diciembre, tenemos 11 pozos autorizados, 8 correspondientes a Petróleos Mexicanos, como se puede observar en el pay que se presenta, un pozo correspondiente a la compañía Capricorn, uno a la compañía Shell y uno a la compañía Newpek. Dentro de estos pozos autorizados, 6 corresponden a pozos terrestres, 4 perforados o autorizados para aguas someras y uno para aguas ultra profundas. La que sigue, por favor.

Dentro de esas autorizaciones mencionadas, tenemos nosotros 6 pozos en perforación actualmente, 5 correspondientes a Petróleos Mexicanos y uno correspondiente a la compañía Capricorn y tenemos 5 pozos por iniciar. La distribución de estos pozos, ustedes la pueden ver aquí, en color rojo los triangulitos son los pozos en perforación y en color azul los pozos por iniciar y este es el pozo en aguas ultra profundas, que también está por iniciar. La que sigue por favor.

Estos mismos 11 pozos, los pueden ver ustedes aquí representados, en cuanto a sus profundidades y trayectorias. Tenemos aquí, los equipos que se ven en la parte superior representan que son pozos que están en perforación. Los que no tienen, son pozos que están por iniciar. Y nosotros podemos observar aquí el tipo de pozo que se perfora, algunos verticales, algunos, tipo "J" y estos pozos que ustedes ven en color azul, son pozos que representados como de alta presión y alta temperatura, o sea, son pozos un poco más complicados para su perforación. Y aquí podemos ver el tirante de agua de los 4 que están programados para aguas someras y uno que está por iniciar de aguas ultra profundas de la compañía Shell.

El resto como podemos ver por el color son de Petróleos Mexicanos y uno de la compañía Capricorn, que es el pozo Treviño. Dentro de las autorizaciones en el trimestre, podemos decir que la suma de los recursos prospectivos es de 947 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto es para 10 pozos exploratorios, dado que el pozo Valeriana 2-DEL de Petróleos Mexicanos pues está considerado como reservas a reclasificar ¿verdad? Y de estos 947 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, Petróleos Mexicanos participa con 587 millones y el resto de los operadores con 360 millones. La que sigue, por favor.

Dentro de las inversiones programadas para estos 11 pozos, se tiene un total de 8 mil 546 millones de pesos y participa Petróleos Mexicanos con 4 mil 973 y el resto de los operadores con 3 mil 573 ¿verdad? Y aquí pues está representado cuáles con terrestres y cuáles son de aguas profundas. La que sigue, por favor.

Los resultados de pozos concluidos en el trimestre. Tenemos nosotros concluidos en el trimestre 7 pozos exploratorios. Quiero mencionar, con esto, que no necesariamente fueron autorizados en este último trimestre, sino que vienen de trimestres anteriores en especial vienen 4 del segundo trimestre y 3 del tercer trimestre. Entonces, estos pozos concluidos en el periodo octubre-diciembre, tenemos 2 pozos productores de aceite, uno, el Itta-1EXP de Petróleos Mexicanos y el Tolteca-1Exp de la compañía Hokchi. Y dentro de los pozos improductivos, tenemos 5. Uno de la compañía PC Carigali, Yaxchilán-Este, 2 de Petróleos Mexicanos, Bedel y Pox, ambos 101-EXP y uno de la compañía Capricorn Alom-1SON y uno de la compañía Mayacaste, Mayacaste-101. La que sigue, por favor.

En el seguimiento de autorizaciones de agosto 2014 a diciembre de 2019, nosotros tenemos aquí una suma de 242 autorizaciones. 198 para Petróleos Mexicanos, 9 para Hokchi y 7 para ENI. Los restantes tienen entre dos y un pozo autorizados. Por lo tanto los conjuntamos, que son los 28 que ustedes ven aquí. Aquí quisiera yo mencionar que de las 242 autorizaciones nosotros tenemos considerado también a los pozos de desarrollo. Porque inicialmente, estos pozos de desarrollo nosotros los autorizábamos hasta noviembre de 2017. Posteriormente, se modificaron los lineamientos y a partir de noviembre de 2017, nosotros ya no autorizábamos los pozos. Ya los pozos de desarrollo

propiamente, únicamente requerían de un aviso para poderse perforar, a partir de noviembre de 2017. Entonces, por eso es que hay este tipo de observación para este número de autorizaciones. Sin embargo, de esas 242, 181 fueron autorizaciones de pozos exploratorios y están considerados 38 pozos, que representan el 21% del total, para aguas profundas y ultra profundas. 63 pozos para la parte terrestre, que corresponde al 35% y tenemos 80 pozos para aguas someras, correspondientes al 44%. La que sigue.

Esta es una distribución de los pozos autorizados en ese periodo, de agosto de 2014 a 2019, digamos que por estado y la parte de aguas profundas y aguas someras aquí podemos ver, en los diferentes cuadritos con el color, una identificación de los que son productores de aceite, de gas, que no me voy a detener a explicar únicamente voy a mencionar que para el estado de Tamaulipas, tenemos 4 pozos que representan el 2.2%. En aguas profundas y ultra profundas tenemos 38 pozos autorizados, que representan el 21%. Pozos en aguas someras, tenemos 80, con correspondiente a un 44.2%. En Tabasco nosotros, únicamente, tenemos 34 pozos con el 18.8%, Chiapas con un pozo en el 6%, Puebla con tres pozos con el 1.6% y Veracruz representados por 21 pozos y correspondiente al 11.6%. Y les mencionaba pues aquí están los resultados precisamente de todos estos pozos perforados en los diferentes estados y en aguas profundas y someras. La que sigue, por favor.

Estos son del estatus de las autorizaciones. Habíamos hablado que tenemos 242 autorizaciones. De esas, tenemos 181 pozos perforados que curiosamente corresponden con los 181 que son exploratorios ¿verdad? Y en perforación tenemos 31, que corresponde al 13%, por iniciar tenemos 13 pozos, que es el 5% y caducados tenemos 17, correspondientes al 7%. Dentro de los resultados de esos 181 pozos pues yo nada más quisiera resaltar que tenemos un 50% de pozos productores de aceite y gas, representados por 91 pozos. El resto son también tenemos productores de gas húmedo y gas condensado, pero en menor grado y la distribución la pueden ver ustedes también aquí, por los diferentes colores establecidos. Dentro de los pozos exploratorios autorizados en las asignaciones, nosotros tenemos considerados 22 planes exploratorios autorizados de los cuales tenemos 8 asignaciones en actividad de aquí se tienen pozos programados 31 del escenario base y 69 del escenario incremental. Y de los pozos

autorizados a diciembre de 2019 de estos escenarios tenemos únicamente, 10 del escenario base y 7 del escenario incremental, representados por estas gráficas, en la parte de aquí abajo. Y de éstos, tenemos 3 pozos perforados ya, 5 que están en perforación y 2 que están por iniciar de estos 10 del escenario base. La que sigue, por favor.

De los pozos autorizados por contratos, tenemos nosotros 37 pozos, correspondientes a la Ronda 1 y licitaciones de la 1 a la 4. Considerando que son los pozos, digamos que, autorizados y los pozos que de alguna manera se tenían considerados para la Licitación 1, la Licitación 2, la 3 y la 4 y así sucesivamente hasta la Ronda 3, con la licitación 1, en donde tenemos 2 de 9. Y tenemos Trion que tiene de dos. Que éste fue como resultado de una migración. De los resultados de pozos perforados tenemos de 27 pozos, tenemos, nosotros 4 productores de aceite, un productor no comercial, 6 improductivos y 16 delimitadores exitosos. Para definir el éxito exploratorio, nosotros tenemos esta gráfica, para los pozos considerados entre 2015-2019, 17 pozos en 2015, 20 en 2016, 38 en 2017, que es donde más pozos tenemos nosotros terminados, en 2018 baja a 22 y posteriormente en 2019 se incrementa nuevamente el número de pozos a 32. Aquí nosotros podemos ver, en la línea azul, ¿cuál fue el éxito geológico para 2015? el 54%; el 58% para 2016, el 61% para 2017, el 36% para 2018 y el 48% para 2019. Y su éxito comercial nosotros tenemos 38 para 2015, 26 para 2016, el 61% también para 2017, el 21% para 2018 y el 39% para 2019. Éste es el éxito exploratorio. La que sigue, por favor.

Vamos a hacer, brevemente, un resumen anual del 2019 para esta área. Y nosotros tenemos, en esta parte, 60 solicitudes de autorización presentadas en 2019 repartidos en los cuatros trimestres como ustedes ven en esta parte. De esas 60 solicitudes tenemos 28 para perforaciones terrestres, 24 para aguas someras y 6 para aguas profundas y ultra profundas y están divididos con el 65% para Petróleos Mexicanos, con 39 pozos. Hokchi con el 7%, con 4. Newpek con el 5% para 3 pozos y de ahí, como mencionaba, pues ya todos tienen entre dos y un pozos autorizados en 2019. La que sigue, por favor.

Dentro de las autorizaciones de estos pozos, tenemos 53 autorizaciones que se otorgaron divididas en los 4 trimestres, como aquí se especifica, correspondientes a 27 pozos terrestres, 23

en aguas someras y tres para aguas profundas y ultra profundas. Y Pemex tiene el 64%, nuevamente, y el 36% restante está dividido entre las otros operadores, ¿verdad? La que sigue por favor.

Aquí dividimos cómo se encuentran las diferentes profundidades de los pozos autorizados en el año pasado, en el año 2019 y este es para la parte terrestre, donde se mencionó hace un momento que fueron 27 pozos y podemos ver que está... este... de la compañía Oleum con 2 mil 688 metros perforados, hasta Ixachi 2001-EXP de Petróleos Mexicanos con 8 mil 300 metros de profundidad del pozo. En ésta están los de diferentes exploratorios marinos, que fueron 26 autorizados durante 2019. Y aquí podemos ver precisamente, aquellos que fueron terrestres y aquellos que son en aguas someras hasta 456, luego tenemos uno en aguas profundas, ¿verdad? a mil 065 metros y 2 en aguas ultra profundas. En tirantes de agua que se pueden observar en esta parte, arriba de 2 mil 200, 2 mil 500, 2 mil 700 metros de profundidad de tirante de agua y con profundidades —perdón— de 6 mil 731 metros para el caso de aguas ultra profundas, ¿sí? Las inversiones totales programadas para estos pozos, tenemos 36 mil 780 millones de pesos, de los cuales Petróleos Mexicanos participa con 17 millones 417 millones de pesos para la perforación y 6 mil 295 millones de pesos para la terminación de pozos, ¿sí? En estos pozos estamos hablando de 34 pozos para Petróleos Mexicanos y 19 para los operadores. Y para esos 19, los operadores invirtieron 11 mil 730 millones de pesos y para la parte de terminación, mil 348. La que sigue por favor.

Los recursos prospectivos totales, estimados para estos pozos, corresponden 2 mil 068 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para Petróleos Mexicanos y mil 973 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para el resto de los operadores. La que sigue por favor.

Los pozos concluidos en el 2019 fueron 32, 26 exploratorios y 6 delimitadores. Dentro de los exploratorios tenemos seis productores de aceite, 2 productores de aceite y gas, uno de gas y condensado, productores no comercial 2, improductivos 12, 2 por accidente mecánico y uno por columna geológica imprevista. Esos fueron los resultados. Y por la parte de delimitadores tenemos 6, 4 productores de aceite, un productor de aceite y gas

y un productor no comercial con los porcentajes aquí representados para estos resultados. La que sigue por favor.

Y la parte de aprovechamientos de pozos. El total por ingresos por el pago de aprovechamientos por la gestión de autorización, por avisos para la perforación de pozos, etcétera, nosotros teníamos en 2015 una autorización de 42 mil 100 pesos, hasta 2016 autorizados por Hacienda. Posteriormente, con la modificación de los Lineamientos y la autorización de Hacienda, se obtuvo un aprovechamiento de 125 mil 600 pesos por análisis de cada una de las solicitudes. Y, a partir de 2018 y 2019 únicamente, se modificaron esos montos por la inflación correspondiente del 3 al 4%. Entonces, actualmente, nosotros tenemos un ingreso acumulado de 61 millones 782 mil 330 pesos para sus aprovechamientos ¿sí? Eso es, en general, lo que nosotros tenemos para pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, ingeniero Alcántara. Adelante, Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Que dice son la solicitud de autorización, si vemos las solicitudes, son 28 terrestre y 24 someras, y 18 profundas. En la siguiente página son las autorizaciones. Son prácticamente las mismas terrestres y someras, sin embargo, en aguas profundas cae de 8 a 3. El otro es más del 90% autorizadas y acá es menos de la mitad, ¿hay alguna razón de, sí?

INGENIERA LIZETH CRUZ ROLDÁN, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Sí, buenas tardes. En este caso lo que pasa es que las solicitudes de aguas profundas y ultra profundas entraron al final del cuarto trimestre. Esas están en proceso de autorización y, de hecho, ya hay dos que se autorizaron durante el mes de enero por eso es la diferencia, porque entró al final del trimestre.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, OK, OK. Gracias. ¿Algún comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La verdad es que es mucha información y quizá vale la pena reducir las láminas para tener un poquito más de precisión en la

información, porque más allá de las autorizaciones que nosotros damos, creo que lo importante son los resultados. A mí me llama la atención, en lo de los éxitos geológicos y comerciales yo no sé si el éxito geológico y el comercial en la página 20, ustedes o sea, cómo lo están calculando, por ejemplo, el 2017 a mí se me hace un cálculo similar que el éxito geológico y éxito comercial está en el 61%, querría decir que todos los descubrimientos fueron comerciales, eso quiere decir que todo incorporó reserva, o sea todos los éxitos, o sea, todos los descubrimientos, se fueron a una incorporación de reservas. ¿Es correcto? O sea, hicieron su evaluación e incorporaron reservas. Es la pregunta. A mí me llamó la atención porque, normalmente, el éxito comercial que se tiene, en las mejores prácticas, es alrededor del 30%, ¿eh? O sea, ser el 61%, algo está sucediendo aquí, o sea, no sé normalmente, cuando se perfora el pozo, dicen hay descubrimiento, que es lo que nos acaban de presentar en el informe anterior. Para que exista si es comercial o no, se tiene que ir a una evaluación, o al desarrollo, vamos a decir, que ya incorporen en reservas, y en ese momento es cuando pues, se tendría que decir que incorporó, porque inclusive hay uno a no ser de que cuando descubran si hay ciertas manifestaciones de hidrocarburos, pero, como vimos en el caso de Hok-101, que creo que es el que reportan ustedes como productor no comercial, que ven que es muy poco lo que tienen de volumen de hidrocarburo en el pozo. Entonces, luego, luego dicen "es productor", pero es no comercial, ya no vamos a pasar a la siguiente etapa, entonces ahí sí, ya pueden decir esto no es. Pero a no ser que hayan hecho que todos incorporaran reservas, a mí me llama muchísimo la atención que todo lo que hayan descubierto haya sido comercial.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Efectivamente, en este año de 2017, el 61 corresponde tanto al éxito geológico, como al comercial, precisamente, porque no hubo productores no comerciales en ese año.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero es a nivel del pozo no a que hayan evaluado y que haya resultado.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, a nivel de pozo, a nivel de pozo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, eso es diferente, entonces.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, no es evaluación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No incorporaron reservas.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Fue esa la razón.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues hay que ponerlo entre comillas porque.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No es necesariamente el éxito comercial al que estamos acostumbrados, en la exploración, el éxito comercial es cuando ya se evaluó.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Cuando tiene la evaluación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y se incorporan las reservas.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, esto es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y, entonces, lo podrían poner entre comillas.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Lo pondremos entre comillas, de acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, adelante, Secretario.

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUÍZ NASTA.- Sí, Presidente. Se toma conocimiento de la presentación del informe y pasaríamos al siguiente punto que es el Informe Trimestral sobre autorizaciones para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial.

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUÍZ NASTA.- Corrijo entonces. Pasaríamos al Informe Trimestral sobre Autorizaciones y Avisos para la perforación de Pozos de Exploración y Extracción, una disculpa.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Extracción.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Extracción.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Nosotros traemos un resumen de todo lo que el comportamiento de los avisos de perforación de pozos de desarrollo y lo que sería el resumen de todo lo que aconteció en este tema durante el 2019. El detalle de este apartado se los va a dar el ingeniero Raúl Ortiz al que le cedo la palabra.

INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Buenas tardes, Comisionado Presidente, comisionados, compañeros. Dentro de los avisos de perforación que se tuvo dentro de la Dirección General de

Dictámenes de Extracción, tenemos 75 avisos de perforación, que comprende de octubre a diciembre de 2019, en el cual el 84% corresponde a Petróleos Mexicanos y el restante comprende a los contratistas. Se puede observar que el volumen de carga estuvo en los estados de Tamaulipas, en Veracruz y en aguas someras. de los cuales 61 pozos fueron terrestres, 14 marinos. Dentro de la producción programada que manifestaron los operadores, se tiene un total, para los pozos terrestres, como marinos, de aceite de 73 mil 205 barriles por día y de gas de 134.2 millones de pies cúbicos diarios, lo cual es la producción que se comprometió para el lapso de octubre a diciembre del año pasado. La siguiente por favor.

Dentro de la inversión preliminar, que comprende el mismo lapso para los pozos terrestres, se tiene un total de 112 millones 301 mil pesos. Para en aguas someras se tiene de 9 mil 865 millones de pesos, lo cual da 122 millones 166 mil —perdón— 122 mil 166 millones de pesos, lo que equivaldría en millones de dólares, con una paridad del 20.5, que fue tomada del año pasado, de 5 mil 959.3 millones de dólares. La siguiente, por favor.

Entramos, ahora, a los informes de terminación. Esto es la realidad de la producción, lo cual se ve que fueron 50 informes, de los cuales 45 pozos pertenecen a Petróleos Mexicanos, el restante, fueron a los contratistas. Se observa que el volumen de carga en los estados, la mayor actividad se tuvo en Tamaulipas, Veracruz y, obviamente, en aguas someras. De los cuales 79 pozos fueron terrestres, 11 fueron marinos. La siguiente, por favor.

Aquí se ve un resumen del comportamiento de lo programado contra lo real. Vamos a empezar con los costos. En la perforación, se tuvo un beneficio del 9%, lo cual fue en un programa de 8 mil 305 y la realidad se gastó 7 mil 550. Para la terminación, ahí hubo un incremento de lo programado de un 5%, de lo cual ya de programa se tenía en mil 975, la realidad fue de 2 mil 066. Vamos a entrar a la producción programada. También aquí estoy incorporando tanto a Petróleos Mexicanos como a los contratistas; de lo cual se tuvo un programa de aceite de 50 mil 13 barriles programado para octubre a diciembre, y la realidad se dio de 47 mil 546 lo cual fue una disminución del 5%. Para el gas fue de 35.3 millones de pies cúbicos diarios y la realidad fue de 33.3, lo cual fue un 6% menos de lo programado. La siguiente por favor.

Dentro de estos informes de terminación para este trimestre, se tiene que fueron 11 para aguas someras, los cuales, los 11, fueron productores de aceite, gas, estuvo muy bien. Parte de los pozos terrestres fueron 39 y solamente, de esos 39, uno fue no productor de lo demás, fueron productores de aceite y gas. La siguiente por favor

Respecto a los pagos de aprovechamiento que se tuvo en la dirección de los 75 pozos, se tuvo un beneficio de 10.2 millones de pesos, como tal. La siguiente por favor. Voy a entrar, ahora, a lo que es el informe anual del 2019, en el cual se recabó toda la información de los pozos y contratistas bueno, en este caso Pemex y contratistas. En el 2019 se tuvieron 290 avisos de perforación, de lo cual fueron 223 pozos terrestres y 67 marinos; el 88% pertenece a Petróleos Mexicanos el restante fueron a los contratistas. Se observa la carga de trabajo que fue en Tamaulipas, en aguas someras y Veracruz, donde se tuvo la mayor inversión o bueno, programación de los pozos a realizar. La siguiente, por favor.

Como la producción programada comprometida en el 2019, voy a hablar de los dos, tanto terrestres como marinos, en un total de aceite de 314 mil 588 barriles de petróleo digo, de barriles de aceite bueno de petróleo diarios y de gas de 556 millones de petróleo crudo de pies cúbicos diarios. La siguiente, por favor.

De la inversión que se tuvo, total, en puestos terrestres, fue de 130 mil 819 millones de pesos, en aguas someras fue de 47 mil 425, lo cual da una inversión total de 178 mil 245.5 millones de pesos y si hacemos la paridad al tiempo de 20.5 que era en 2019, nos da 8 mil 694.9 millones de dólares. La siguiente, por favor.

Para el 2019 se tuvieron 142 informes de terminación. Cabe aclarar que, en el último trimestre, la producción se va a ver reflejada hasta el 2020, es por eso que, tal vez no se nota que sea el mismo volumen de informes de terminación con lo que se programó. Para esto se tuvo 36 pozos en aguas someras lo cual 78%, fue productores de aceite y gas. Se tuvo 3 pozos en un abandono temporal, un pozo en un abandono permanente y 4 pozos que fueron inyectores, es decir, mecánicamente fueron exitosos, pero no aportan producción. Para los puestos terrestres fueron 106, de los cuales 91% fueron productores de aceite y gas, 7 pozos no fueron productores y se tuvieron 2 abandonos permanentes.

Entramos, también, al resumen del comportamiento de la producción contra lo real. Esto es, como les recalco, todo el 2019. Para los costos programados en perforación, se tuvo que hubo un beneficio del 21%, para la terminación se tuvo un beneficio del 15%. Dentro de la producción programada, ahí se tuvo una caída del 2.4 que no representa una caída muy severa y del gas del 16.1%. Dentro de los pagos de aprovechamiento dentro de la dirección de los 290 pozos tuvo un beneficio de 39.4 millones de pesos. Y por mi parte, sería todo. Si tienen alguna duda con gusto puedo resolver.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Ingeniero Ortiz. ¿Algún comentario, Comisionados? Secretario."

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

ACUERDO CNH.04.003/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del 4to. Informe Trimestral de 2019 sobre Autorizaciones y Avisos para la perforación de pozos de Exploración y Extracción.

III.3 Informe trimestral de 2019 sobre Autorizaciones para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero José Antonio Álcantara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Gracias. Con su venia, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados, me voy a permitir presentar el Cuarto Informe Trimestral

Correspondiente a las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial del último trimestre de 2019 octubre-diciembre. Veríamos una introducción de lo que es las actividades de reconocimiento y exploración superficial, muy brevemente. Verían las solicitudes e inscritos en el padrón ARES-A, los proyectos autorizados en los denominados ARES-B, los avisos de inicio de asignatarios y contratistas de ARES-B-AV y seguimiento a proyectos de autorizaciones y avisos. Y haremos, también, un resumen anual correspondiente al año 2019. Dentro de la introducción pues es el proceso que nosotros seguimos para hacer las diferentes autorizaciones, tanto para inscripciones en ARES-A, el desarrollo de proyectos ARES-B y la parte de aprovechamiento y comercialización definidos por los ARES-C. Aquí, nosotros, estamos viendo las diferentes embarcaciones y la parte aérea donde se hacen todos los estudios sísmicos, donde se toman las muestras de lecho marino y la parte sísmica, y todo lo que es la parte de adquisición donde está representando por la parte de fallas. Y estas avionetas, estos helicópteros son para la parte de toma de gravimetría y magnetometría. Digamos que ese es, brevemente, lo que se hace. La que sigue, por favor.

Solicitantes e inscritos en el Padrón ARES-A. Dentro de las solicitudes al padrón ARES-A, en el trimestre, se recibieron 2 solicitudes, una de Petrogeological y otro de la compañía Corelab. Únicamente se autorizó la compañía Petrogeological, que es su especialidad es geología y geofísica y es de origen mexicano. La solicitud de la compañía Corelab no fue aprobada porque no cumplió con los requisitos para la prevención. Sin embargo, quedan a salvo sus derechos para que, posteriormente a lo presente. La que sigue, por favor.

Esta compañía, es una compañía especializada en proyectos tecnológicos y geocientíficos, con experiencia, obviamente, en adquisición sísmica, en levantamientos geofísicos e interpretación y caracterización de datos para yacimientos naturalmente fracturados. La que sigue, por favor.

Dentro de las solicitudes de inscritos en el padrón, nosotros actualmente tenemos 111 solicitudes y 32 avisos de inicio. De las compañías pues hay 89 inscritas y tenemos de contratistas 31. Únicamente nos falta por inscribir en ésta, a la compañía Newpek, que hizo una solicitud y por oficio y esto es válido por el tipo de

solicitud que ya había hecho para desarrollar uno de los estudios en su área.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Una pregunta.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De esas inscripciones, en este trimestre ¿cuántas fueron?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- En este trimestre, son una nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Porque entiendo que esto es un informe trimestral.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Este es un informe trimestral.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Me parece más como.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Aquí, ahorita.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Parece otra cosa, esto.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí. Al final vamos, voy a dejar todas estas de estadísticas, las voy a dejar para el Informe Anual. Voy a hacer caso omiso de esas, para dejarlo en el Informe Anual. La que sigue, por favor.

Los proyectos autorizados ARES-B. Los proyectos autorizados, tenemos 3 solicitudes recibidas, una nada más fue autorizada, era de la compañía Bridgeporth, que es un proyecto para la adquisición de datos gradiométricos y magnéticos y están dentro

de la modalidad con adquisición. Y 2 solicitudes que quedaron pendientes, presentadas al final del trimestre, de la compañía Stratascan y de Petróleos Mexicanos. Eso se resolverán en este año, digamos. La que sigue, por favor.

Dentro de la autorización otorgada esta compañía, Bridgeporth, va a desarrollar el proyecto de adquisición de datos gradiométricos con el fin de determinar la profundidad del basamento de este magnético y de los cuerpos geológicos superficiales. Esto va a ser un trabajo que se va a desarrollar tanto en el área de Tampico-Misantla, como en la parte de Codilleras Mexicanas, en un área que representa 27 mil 137 kilómetros cuadrados. Éste ya fue presentado a consideración del Órgano de Gobierno el 19 de diciembre pasado, por eso no abundo en más detalles para esto. La que sigue, por favor.

Este la voy a obviar, por favor, Gustavo, para dejarla en la parte de estadísticas al final. Dentro de los avisos de asignatarios y contratistas, los denominados ARES-B-AV, nosotros tenemos que en el trimestre se recibieron 24 avisos, 16 de Petróleos Mexicanos, 5 de PC Carigali, uno de la compañía Total y 2 de Newpek. Petróleos Mexicanos, obviamente, va a ser dentro de sus asignaciones, así como los contratistas dentro de las áreas contratadas. Petróleos Mexicanos va a hacer reprocesos de datos sísmicos, PC Carigali y las demás compañías hacen interpretación de datos geológicos y de interpretación en general. Esta es la parte que es estadística, la vamos a pasar al final. Dentro de los seguimientos a proyectos y autorizaciones y avisos. Aquí nosotros, el seguimiento a proyectos se hace mediante los informes trimestrales de avance ARES-B-IT y aquí nosotros tenemos 242 proyectos con 81 autorizaciones, 84 avisos de asignatarios y 77 de contratistas. Y ahí, en donde se presenta la parte achurada, se presentan los informes de avances de proyectos en desarrollo, que son 100 y tenemos 21 autorizaciones, 31 avisos de asignatarios y 48 de contratistas. En este seguimiento, para estos informes trimestrales, nosotros estamos creando una gráfica que está en la parte izquierda, en donde ustedes pueden ver que los proyectos que caducaron, los proyectos que están en desarrollo y los proyectos que están terminados. Y así para cada una de las compañías que están participando en la parte de reconocimiento y exploración superficial. La que sigue, por favor.

Aquí tenemos el seguimiento a proyectos, es el plazo del periodo de confidencialidad de autorizaciones. En esta tenemos el aprovechamiento comercial y es de 12 años, con adquisición y 6 años sin adquisición, esto es a lo que nosotros nos referimos como la modalidad. Sin adquisición es la parte de proceso, de reprocesos y la parte de adquisición es con la toma de información de embarcaciones especializadas y todo. Aquí podemos, nosotros, ver en color verde, a todas las compañías que están haciendo, precisamente, reproceso de información. Y empezando del año 2015, en la parte de abajo tendremos todas aquellas compañías que están desarrollando actividades en la modalidad de adquisición. Y aquí podemos nosotros ver, por ejemplo, la primera compañía Seitel, inició en 2015 y terminó propiamente a principio de 2017, quiere decir que a partir de 2017 inician sus 6 años de confidencialidad, que vencen en 2023. En 2023 tanto la Comisión Nacional de Hidrocarburos puede vender la información, como la misma compañía también continúa comercializando ésta, pero ya la puede hacer. Y así viene para cada uno de los proyectos que cada compañía representó y en la parte gris al final se ve en los años que ya propiamente pues el Gobierno de México, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, obtiene todos los derechos de los estudios realizados en todos estos años. Entonces esta es una parte que nosotros vamos dando seguimiento, precisamente, para ir revisando que la parte de comercialización pues todas las compañías lo vayan reportando a la Comisión, para que se paguen los impuestos correspondientes y obviamente, los beneficios también para la Comisión como vamos a ver un poco más adelante.

Dentro de este seguimiento a proyectos en este trimestre se presentó una transferencia de autorizaciones, una transferencia que la compañía Multiclient Geophysical, cede a favor de la empresa EICS de México. Este es un proyecto que, propiamente, inició el 20 de junio de 2015 y que terminó el 31 de agosto de 2018 y se refiere a la adquisición sísmica 2D regional con gravimetría y magnetometría. Entonces, la compañía Multiclient Geophysical, como mencioné, cedió sus derechos para la compañía EICS, aprobado por el Órgano de Gobierno en su oportunidad en el trimestre pasado, para que se diera a cabo esta sesión de derechos. Y aquí se puede ver los 470 mil kilómetros cuadrados a que corresponde este polígono y que tenemos 26 mil 630

kilómetros de líneas sísmicas tiradas en esta área. La que sigue, por favor.

Dentro de este resumen anual, nosotros quisiéramos mencionar que el seguimiento de, tenemos un sistema denominado Portal Seisintel, con el cual nosotros damos seguimiento a las diferentes embarcaciones especializadas que llegan a nuestro país para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, tanto en el Golfo de México como en el mar Caribe, que aquí se puede ver una compañía realizó estudios de sísmica 2D, 3D en todo el Golfo de México y en el Mar Caribe así como en el resto de las compañías, también tuvieron desarrollos en áreas mucho más limitadas que esto. Yo nada más quisiera recordar con esto que todas estas compañías, el Estado Mexicano no invirtió en absoluto para realizar estos estudios únicamente fue dinero aportado por las compañías. Y lo único que ellos tienen, es esa secrecía por los 6 y por los 12 años que nosotros hemos de alguna manera, explicado. La que sigue, por favor.

También tenemos un seguimiento y control de proyectos ARES-A través de un sistema desarrollado internamente en la Dirección, una base de datos sencilla y aquí ustedes pueden ver, donde se encuentran toda la información que se va generando dentro de cada uno de los proyectos ARES-B autorizados. Y, desde el momento en que hacen la solicitud y los diferentes cambios que se van generando durante el periodo que ellos buscaron su autorización. La que sigue, por favor.

Como un resumen de este cuarto trimestre de inscripciones al Padrón ARES-A tuvimos, únicamente, una solicitud y aprobada de Petrogeological S.A. de C.V. De autorizaciones de ARES-B, una solicitud de la compañía Bridgeporth, para la adquisición de datos aéreos para gradiometría y magnetometría. Y de avisos de asignatario de contratistas de ARES-B-AV, tenemos 16 de asignatarios y 8 de contratistas. Y dentro de los informes de avance tenemos 100 proyectos en desarrollo actualmente entre autorizaciones y avisos de inicio, a los cuales les tenemos que estar dando seguimiento. Ese seguimiento se hace trimestral y se hace a través del documental ahorita exclusivamente. Ahora ya va a ser la parte de supervisión en sitio con base en ese Informe Trimestral revisado. Y tenemos notificaciones de transacciones comercial ARES-C, 5 notificaciones. La que sigue, por favor.

Dentro del resumen anual 2019 nosotros tenemos aquí, de inscripciones al padrón para el año 2019 tenemos 5. Aquí se puede ver casi una por un trimestre. El total acumulado, tenemos en total 111 solicitudes recibidas, de las cuales únicamente tenemos 89 inscritas, 2 desistidas y 20 desechadas. En el tercer trimestre no alcanzo a ver déjenme, no alcanzo a ver esa parte. Sí, perdón. Tenemos, entonces, decíamos 2 desistidas, en revisión tenemos 2, no autorizadas tenemos 2, desistidas tenemos 9, desechadas tenemos 7. Y eso nos da el total de solicitudes recibidas en ese periodo de 103 autorizaciones. Para los avisos de inicio ARES-B-AV, la que sigue por favor.

Nosotros tenemos 58 avisos de inicio, divididos por trimestres, 7 para el primero, 21 para el segundo, 6 para el tercero y 24 en este último trimestre. En total tenemos nosotros 161 avisos, 84 para asignatarios y 77 para contratistas. Vuelvo a repetir en el periodo del 26 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2019. El número de proyectos ARES por año. Las autorizaciones y avisos de inicio, en color azul pueden ustedes ver las autorizaciones, que en 2015 fueron 28; en 2016 fueron 17; para 2017, 15; 2018, 15 y 2019, 6. Esto obviamente se refleja porque pues como no ha habido autorizaciones para nuevas áreas, licitaciones para esas áreas, pues obviamente, el interés ha decaído. Y actualmente únicamente tenemos 6. No ha sido para los avisos, los avisos en donde se tienen de asignaciones otorgadas, estas han ido en crecimiento. De 5 para 2015; en 2016 tenemos 16 solicitudes; en 2017, 38; en 2018, 41 y en 2019, 61. Esto nos da el acumulado de 161 avisos para el periodo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ingeniero Alcántara ya no entendí si este es un informe quinquenal, anual, trimestral ya no supe qué es esto.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Perdón, lo que pasa, es que éste es el anual, pero ya como un resumen, digamos, de los años considerados a partir de la Reforma Energética, hasta el 31 de diciembre este año.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien, sígale.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Ése es, realmente, como lo consideramos presentar para conocer la evolución de esta.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Con que lo plasmen ahí se ve muy claramente. No hay que explicarlo todo, no más plásmenlo y está muy claro que viene uno la baja y otro al alza, adelante.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Correcto. De acuerdo. Y esta es la parte de aprovechamientos. Aquí estamos viendo también lo que habíamos comentado para 2015, el precio unitario autorizado para la evaluación de las resoluciones y la administración fue de 48 mil 600 y actualmente, es de 279 mil 190 pesos, esto nos da un total de 11 millones 190 mil 940 pesos, que es lo que hemos obtenido con aprovechamientos por ARES-B. La que sigue, por favor.

Ésta es el total de comercialización y aprovechamientos por año, con ARES-C, y aquí podemos ver a partir de 2014 hasta 2019, tenemos un aprovechamiento reportado de 22 mil 894 millones de pesos, por parte de las diferentes compañías.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No, pero esos 22 millones son en cinco, en seis años.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es, eso es reportado por la comercialización.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Y en el trimestre?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Es difícil en el trimestre porque aunque se dieron 5 avisos, está conjuntado en 2019 como 3 mil 597, aunque debemos recordar que, para este tipo de aprovechamientos, en enero de cada año, se hace una recapitulación, con Hacienda a través del SAT, para todo aquello que no se hubiera avisado en el año, a partir de enero, se hace el ajuste y todo eso corresponde al año inmediato anterior. Entonces,

o sea, que nosotros, aquí, lo que tenemos en 2019, fue reportado en enero de 2019, pero correspondiente al 18. Siempre es al año inmediato anterior.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Me imagino que donde dice total deben ser miles, ¿no? No millones.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, aquí. No, son millones.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Son 22 mil 894 millones?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿22 mil 894 millones?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es.

INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Eso es lo reportado por las compañías, es lo comercializado por las compañías.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿22 millones?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- No. 22 mil.

INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- 22 mil millones.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De pesos.

INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Lo reportado por las compañías.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Es lo que las compañías han comercializado, este... como resultado de los estudios realizados. Sí. Y lo de abajo, son lo que es el aprovechamiento que la CNH tiene para, con respecto a esos avisos de comercialización. Porque para eso tenemos que para los reprocesos es el 7.5 y para la parte de adquisición es el 2.5 lo que corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Entonces, en 2019 fueron 269 millones ¿correcto?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es, 269, que propiamente, correspondieron a 2018. Para este año que es, precisamente en enero, estamos pensando que va a ser alrededor de 158 millones de pesos el aprovechamiento, así es.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Que es por el 3%, ¿no?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es, sí. El que sigue, por favor. La extensión de los proyectos autorizados por tecnología. Aquí están las diferentes tecnologías para la adquisición sísmica 2D y 3D. La parte de gravimetría y magnetometría y todos aquellos estudios que no corresponden precisamente a la sísmica. En la parte de arriba tenemos las áreas en kilómetros y en kilómetros cuadrados para especificar, precisamente, pues la importancia que estos trabajos han tenido para cada una de estas especialidades. En la parte que se ve en la parte de ARES pozos donde habla de 10 mil 166 y esta expresado en unidades, esta ARES pozos son estudios sísmicos complementados con información de pozos ya perforados. Entonces, las compañías para hacer estudios complementarios compran al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, la información referente a los pozos que ya están en disposición. Y esa información corresponde a núcleos, a recortes, de perforación,

en fin registros geofísicos que se utilizan para ese tipo de estudios y de análisis complementarios. A eso se refiere y eso sería el número de pozos que se han analizado, o que se han vendido para hacer este tipo de estudios. La que sigue, por favor.

Nosotros, aquí tenemos la inversión estimada para las compañías autorizadas. Este es un mapa de calor que se desarrolló. En este mapa, únicamente, está la parte sísmica no tenemos las otras especialidades todavía. Se está trabajando en esto. Sin embargo, el estimado en dólares es de 4 mil 215 millones de dólares, lo que han invertido estas compañías al 31 de diciembre, a través de 81 proyectos autorizados. Entonces, de esos autorizados se mantienen vigentes 55 proyectos y están identificados, aquí hay un proyecto por iniciar, 10 de adquisición de datos sísmicos 2D, 9 de reprocesamiento de sísmica 2D, 7 de adquisición de datos sísmicos, 16 de reprocesamiento 3D y 12 proyectos con otras de las otras tecnologías que hablábamos lo de batimetría, lo de gradiometría, electromagnéticos, tomas de muestras de lecho marino, en fin, ese tipo de información. La que sigue, por favor.

Y, pues los beneficios propiamente pues es que se ha incrementado la cantidad y calidad de la información geológica. La parte geofísica y geoquímica disponible para la exploración petrolera, se han incentivado el conocimiento del subsuelo, se reduce la incertidumbre en la exploración petrolera, se incentiva el uso de nuevas tecnologías para optimizar los procesos de adquisición, reproceso e interpretación de información y se incentiva el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Las autorizaciones, actualmente, están enfocadas a proyectos regionales. Seguramente que en cuanto se autoricen esas nuevas áreas o se abra esa posibilidad de licitación de áreas, esos proyectos regionales se van a convertir en proyectos mucho más específicos, más puntuales en todas estas áreas. Y los avisos de inicio de asignatarios y contratistas están orientados a esas áreas contractuales mediante trabajos a detalle. Pues eso es todo lo que tengo para.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ingeniero Alcántara. ¿Comentarios sobre el informe quinquenal, anual, trimestral de ARES?, doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos el mapa, vemos muchas zonas que están en exploración, que tradicionalmente, no han sido las áreas petroleras. Toda la zona alrededor de la península de Yucatán, lo que está en Chihuahua, por ejemplo. Entonces, yo lo que preguntaría es estamos sacando un montón de información en áreas donde ni hay asignaciones, ni hay licitaciones, ni hay contratos. Entonces la pregunta es ¿tenemos aquí algo que podamos nosotros aconsejarle a SENER? Sería muy bueno que abriéramos estas áreas en el esquema que SENER decida, ya sea como asignaciones o como contratos. Por ejemplo, el área de Chihuahua se me hace muy interesante, tenemos exploración en Chihuahua y no hay ahí asignaciones en esa área.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, yo creo que es un parte que por eso es que yo mencionaba que es importante que en determinado momento pues que esas diferentes áreas se abrieran para precisamente poder licitarlas y poder, pues, desarrollar ampliamente al potencial petrolero del país. Para no quedar circunscrito a las áreas digamos que tradicionales, que se han venido este explotando. Aquí, como podemos ver pues toda esta, la parte del golfo profundo, la parte del Caribe Mexicano y todo eso pues son áreas que normalmente no se han explotado y ya están, digamos, que ahí la parte de sísmica 2D, la parte de sísmica 3D. Entonces, ya nada más es que se vuelvan abrir, que se vuelvan a licitar y que se vuelva a provocar que estas áreas se liciten y podamos con esa información ya obtenida, de todo este tipo de registros, pues las compañías se vuelvan a interesar y vuelvan a explorar esas áreas que, como usted menciona Comisionado, no son las tradicionalmente explotadas, ¿verdad?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando vinieron los cubanos, ellos nos comentaron que pensaban abrir licitaciones en la zona cubana del Golfo de México, o sea, digamos de la línea que vemos ahí que es la frontera marítima hacia Cuba. Entonces, obviamente, si lo están haciendo, es porque han de tener exploración y lo ven como interesante. ¿Tenemos nosotros la capacidad de decir "oye, sería bueno abrir esas áreas"?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Hay unas pláticas que se han empezado con SENER, que se han denominado "denominación de áreas". Pero han quedado, nada más, ahí como mero inicio de esta parte, no conocemos más al respecto, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Tomamos del orden de una hora y media para ver tres informes trimestrales. El primero fue de Ratificación de Descubrimientos, el segundo sobre Autorizaciones de Exploración, Pozos de Exploración y Pozos de Extracción, y este final, del de ARES. Todo esto, cuando surgió como una propuesta del Órgano de Gobierno de que nos trajeran esto acá, a presentar, es para que la gente esté enterada. Pero hay muchísimas láminas que creo que pueden eliminarse en todas ellas. También decía el Comisionado Presidente ¿bueno, pues es que quinquenal, es anual? Es trimestral, eso es lo que se plantea aquí. Pero el planteamiento es que tiene que ir hacia la visión del negocio de la exploración y extracción. Finalmente, nosotros, aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, tenemos que estar vigilando la maximización del valor para el Estado. Entonces, necesitamos que no solamente que presenten datos, sino también conclusiones. Creo que no hubieron conclusiones de ningún tipo. Y creo que eso es algo muy importante. Entonces, creo que para la siguiente vez que nos toque los informes habrá que definir qué es lo que queremos que esté en las láminas, para que todo sea mucho más eficiente. Nosotros no tenemos problema de tiempo, podemos estar aquí todo el día, pero creo que el objetivo es dar información a todos los analistas, a la gente que está en la industria, de qué es lo que está sucediendo dentro del negocio. Bueno, dicho todo eso, yo pasaría a preguntas aquí de ARES. Y esta lámina es pues muy útil porque habla de un estimado de 4 mil 215 millones de dólares ¿sí? Entonces, hay que tener presente esa cifra 4 mil 215. Pero, pasen por favor a la lámina 18. Y en la lámina 18, ahí tenemos los diferentes proyectos que se han dado. Y noten que

los primeros 16, hasta donde dice Schlumberger 451, todos esos fueron reprocesos. O sea, toda esa información la había tomado Petróleos Mexicanos, estas compañías la reprocesan y al reprocesarla tienen derecho a comercializarla. Recuerden 4 mil 215 millones de dólares. Y, hacia abajo, del 17 al 32, que más o menos es otro 50%, hay adquisición. La parte azulita es la adquisición y los siguientes, ya el desarrollo, el proceso, y especial periodo de confidencialidad, que, cuando ellos toman información, es 12 años y cuando no, solamente son 6 años. Entonces, aquí lo que se observa es que en 2019 al principio, solamente está el número 16. No hay actividad, no se nota actividad de acuerdo con esta gráfica, de acuerdo con el seguimiento de proyectos. Vamos a la lámina esta que causó controversia, en donde plantean que la comercialización según estas personas, estas empresas, dicen que obtuvieron 22 mil 894 millones de pesos. Y hay que recordar una situación aquí en el negocio. El negocio es que las compañías toman la información o la reprocesan y es su negocio, le llaman el negocio multicliente. Ellos lo venden. Lo venden a otras, a los operadores que estén interesados. Entonces, según esto, han invertido 4 mil 215 millones de dólares, y según esto solamente han recibido del orden de mil 144 millones de dólares, que sería esa cantidad pasada a dólares 22 mil 894 millones de pesos, equivalen a mil 144 millones de dólares. ¿Qué estará sucediendo? ¿Qué pasa con el negocio, si invierto 4 mil y solamente gano mil? ¿Será que los valores de inversión están inflados? Porque mucha parte de la inversión es el reproceso. Entonces, ellos pueden decir que el reproceso les cuesta una cantidad x. Y nosotros lo anotamos y lo vamos sumando, hasta llegar a los 4 mil 215 millones de dólares. Entonces, bueno ¿ha sido realmente útil para las empresas multicliente el haber invertido?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Yo creo que sí ha sido útil. Lo que sucede es que las empresas, en un principio pues confiaron en que iba a haber una apertura completa y entonces se atrevieron, digamos una compañía, por ejemplo, que hizo todo el Golfo de México y en lo correspondiente al mar Caribe Mexicano y se suspenden las licitaciones por nuevas áreas y todo esto. Entonces, toda esa información que ellos adquirieron y toda esa inversión que hicieron, ya de alguna manera está invertido, no lo han podido recuperar, hasta que no se abran nuevamente esas

áreas. Y, entonces, ellos estén en posibilidad de nuevamente vender todo esto, que el Comisionado Moreira comentaba. Que no es lo tradicional que se ha venido explotando, sino es esa parte del golfo profundo, la parte de otras áreas, ¿verdad? que se tendrían que continuar explorando. Entonces, a partir de eso, incluso, pues, ellos, una vez que toma sísmica 2D y todo, pues ya vendría WAZ y *full azimuth* y todo ese tipo de precisiones, ¿verdad? o de nuevas tecnologías, para áreas muy específicas. Entonces, eso es lo que ha quedado, ahorita, todavía, en suspenso.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ingeniero, ¿está seguro de eso o eso lo asume usted?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- No, eso es de lo que hemos platicado con compañías y todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No, pero hay que revisarlo, porque lo que estamos diciendo es lo que está diciendo el Comisionado Martínez, también, es pues que hay que revisar que los números, llama la atención que se ha invertido supuestamente 4 mil millones de dólares y se ha recuperado mil, pues suena curioso ¿no? Hay que revisar los números. No podemos asumir y dar por un hecho esta interpretación que está dando. Porque yo no me atrevería a darla por un hecho ¿o sí? Por eso le pregunto, si está seguro de.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Lo que pasa es que nosotros, no lo estimamos de *motu proprio* nosotros estamos con el área de finanzas y también con la parte de Hacienda y el SAT. Entonces, con ellos se ha establecido un contacto para ir vigilando todo este tipo de inversiones.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero, precisamente, ese es el punto. Los 4 mil 215 millones de dólares, nosotros no los calculamos. Es la sumatoria de todo lo que dicen las empresas que han invertido.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y, bueno, pues no sabemos realmente qué tanta inversión sea real, porque mucho ha sido reproceso. Ha sido uso de computadoras, que las computadoras tienen ahí a veces esperando tener reprocesos y bueno, le ponen un costo para la venta. Pero la pregunta de los 64 millones es y de los mil 144 millones de dólares que han recibido las empresas ¿cuánto ha recibido el Estado?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Los 713 millones de pesos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 713 millones. Eso ¿cuánto es en porcentaje?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es un 3.5, porque es el 3%.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es el 3%.

INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Un promedio entre un 0.5% y 7.5%.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La mayor parte de esto ha sido reproceso. Claro, habría que sumarle a esta cantidad, lo que ellos pagaron por la información, ¿verdad? ¿o ya está aquí incluida? Es aparte.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Es aparte.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es aparte.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Y, aunque no la mayor parte ha sido realmente reproceso. Yo creo que una parte considerable, aunque ahí parezca, digamos, en el papel que corresponde mitad y mitad.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, pues es, ¿no? Lo que está ahí, es lo que es.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- No, sí. Sí, a lo que yo me refiero, es que, si nosotros vemos el área del Golfo de México y del Mar Caribe pues esa es la parte de adquisición. La adquisición ¿qué haces? en un reproceso lo que se hace, pues, en un laboratorio con nuevas técnicas, se reprocesan una serie de información. En la parte de adquisición, se emplean una serie de embarcaciones especializadas, ¿verdad? que tardaron alrededor de 2 años, para hacer la parte del Golfo de México y Mar Caribe. Entonces, ese implica un costo realmente importante. En ese rubro. No así, digamos, para el reproceso que los medios que se requieren son mucho menos costosos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, pero es 3.5%.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- ¿Verdad?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, otra pregunta. Dicen que estamos utilizando un sistema para el seguimiento de los barcos en el Golfo de México y un portal Seisintel. ¿Cuáles son los beneficios de usar ese portal?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Eh, bueno.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Ver cómo se mueven los barcos?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Eso es, efectivamente, ver que ya estén trabajando los barcos, para ver qué tipo de tecnología están utilizando, si fue la declarada dentro del Programa de Trabajo, o no se está haciendo dentro del Programa de Trabajo. Entonces.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No hay algún conflicto de interés, por ejemplo, porque ahí, en la lámina 18,

el planteamiento es que el número ARES-1 es Seitel 663, ¿no es la misma empresa?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Este no son.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Son otras empresas diferentes?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Se llaman igual, Seitel.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.-Este es Seitel y el otro es Seisintel

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son diferentes.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, son diferentes.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Okay, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. Bueno, adelante, Secretario."

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

ACUERDO CNH.04.004/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del 4to. Informe trimestral de 2019 sobre Autorizaciones para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo Asuntos Generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:45 horas del día 6 de febrero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuarta Sesión Ordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo