



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:03 horas del día 11 de junio del año 2020, se celebró la Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del 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.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0297/2020, de fecha 10 de junio 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.

La asistencia de los Comisionados fue a través de medios de comunicación remota, con el fin de atender las medidas derivadas de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

El Comisionado Presidente manifestó que la sesión se celebraba tomando en consideración que se encuentra habilitado el día 11 de junio para llevar a cabo la Sesión, de conformidad con el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y el numeral Quinto del Acuerdo por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos del lunes 23 de marzo al domingo 19 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de marzo de 2020; así como el numeral Segundo del Acuerdo por el que

1
f

Handwritten signatures and initials on the right side of the page.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se amplió el periodo de suspensión antes mencionado, para quedar hasta el jueves 30 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de Abril de 2020; así como el numeral Segundo del Acuerdo por el que se modifica nuevamente el periodo para quedar hasta el domingo 31 de mayo de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de mayo de 2020; y el Segundo Acuerdo modificatorio que determina nuevamente el plazo, del lunes 23 de marzo de 2020, hasta que la autoridad sanitaria determine que no existe riesgo epidemiológico relacionado con la apertura de manera gradual, cauta y ordenada de las actividades relacionadas con la Administración Pública Federal, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de junio de 2020

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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relativo al contrato CNH-R02-L04-AP-PG06/2018.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Racemosa-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Solicitudes de autorización para participar en foros y eventos públicos.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe de solicitudes de participación en foros y eventos públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relativo al contrato CNH-R02-L04-AP-PG06/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, 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:

"DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Buenos días, Comisionada, Comisionados, compañeros, pues justamente traemos la presentación en donde les daremos algunos detalles acerca de la modificación de este Plan de Exploración que el operador Shell Exploración y Extracción de México somete a consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Si avanzamos entonces vamos a ver, sabemos que tenemos un fundamento jurídico al cual ceñirnos, el cual está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética así como en el Reglamento Interno de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

propia Comisión, asimismo sabemos que hay unos Lineamientos que regulan todo este procedimiento y son distintos artículos que nos dan pie para seguirlo, además de las propias cláusulas del contrato que hay que revisar.

En el mapa de la derecha ustedes van a observar el polígono color rojo, ese polígono rojo justamente es el área contractual a la que nos referimos que yo la estaré llamando como eje 06 para obviar todo el nombre del contrato. Vemos que tiene colindancias hacia el noreste y suroeste y este con dos contratos que opera el mismo contratista, Shell. Hacia el Sur particularmente al suroeste tenemos unos contratos operados por Repsol y Premier que son ya de aguas someras, los contratos que están del lado derecho son de aguas profundas incluido el que estamos viendo hoy, y los contratos de la izquierdo, los que están en azul son de aguas someras. Es importante mencionar que en estos, en todos estos contratos que derivan de la licitación cuatro de la Ronda Dos, los de aguas profundas y de las licitación uno de la Ronda Tres los de aguas someras, todavía no se perfora ningún pozo, ahorita vamos a ver más adelante, que la propuesta en este Plan de Exploración pues, efectivamente perforaron uno o dos pozos por lo cual pues es muy relevante llevar a cabo estas operaciones dado que en el área pues abriría digamos una mejor opción está llevando a cabo estas actividades.

Ahora, sí avanzamos por favor, vemos cómo han sido los tiempos. Simplemente mencionar de manera indicativa que este Plan lo recibimos el 27 de marzo así que todo el periodo mediante el cual estuvimos haciendo el análisis pues estuvo comprendido dentro de estos plazos que están suspendidos así que en realidad no ha corrido ningún día oficialmente, no obstante, pues ahí está el conteo de lo que hemos llevado. Si avanzamos entonces vemos cuál es la ubicación y los antecedentes de esta área, como ya les decía nos encontramos en aguas profundas y ese es justamente uno de los retos del área. Verán ustedes que está aproximadamente a 155 kilómetros al Oeste de la ciudad de Tampico, entonces nos encontramos en la parte Sur justamente del cinturón plegado perdido, la superficie del bloque es alrededor de mil 890 kilómetros y el tirante de agua va desde 400 metros y se profundiza fuertemente hacia la parte oriental, hasta llegar a mil 700 metros de profundidad. El Plan de Exploración que está vigente casualmente se aprobó hace un año, justamente el 11 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

junio de 2019, y hoy traemos la modificación al mismo. Ahora veremos de qué se trata, solamente para mencionar que en el área como vemos en el mapa de la derecha hay estudios sísmicos que cubren prácticamente la totalidad, faltan por ahí unas franjas al Sur y otra franja al Norte muy pequeñas, pero prácticamente la totalidad de la área está cubierta por estudios sísmicos tridimensionales y de los cuales se han hecho diversos procesamientos de distintos años previos además de algunos estudios exploratorios que se han llevado a cabo, entonces, si avanzamos vemos cómo estamos dentro de la cadena de exploración, nos encontramos justamente en la fase de evaluación del potencial de petrolero, hacia la incorporación de reservas. El objetivo de este Plan es justamente actualizar la cartera de prospectos y recalendarizar algunas actividades, ustedes lo ven, pusimos esta tablita en donde en la parte superior de la tabla vemos las tareas y actividades, las actividades físicas que están autorizadas, en la tabla de abajo vemos una tabla similar y solamente quisimos resaltar ahí, con ese color como rosita o rojo, cuál es la modificación que se tiene. Si ustedes observan los dos pozos del escenario máximo alternativo que estaban programados para 2021 y 2022 ahora se recorren hacia 2020 y 2021, ese es el cambio en cuanto a actividad física se refiere, adicionalmente se está incluyendo un nuevo prospecto dentro de la cartera, que veremos en un momento, entonces básicamente en eso estriba la modificación, que el contratista está interesado en incluir un nuevo prospecto para tenerlo en la cartera por si es uno de los que perforaría y además recalendarizar sus actividades para atraerlas más cercanas en el tiempo.

Ahora si avanzamos a la siguiente veremos con detalle ,mejor dicho, las actividades que se van a estar desarrollando. Aquí presentamos todo el cronograma únicamente de forma indicativa, vemos que están todos los estudios sísmicos y los estudios de geofísica que se han desarrollado particularmente desde el año pasado y terminarían hacia finales del tercer trimestre de este año, y todos los estudios que iniciaron con justamente con el inicio del periodo inicial de exploración. Ahí vemos hasta la parte de abajo, vemos una franja azul más fuerte que la franja verde, qué se refiere en la franja azul al escenario base y la franja verde al escenario máximo alternativo, el escenario base considera la perforación solamente de un pozo, el escenario

//
f

e.
f
H



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

máximo alternativo considera la perforación de hasta dos pozos, incluyendo *site tracks* en sus perforaciones, entonces es como el tope digamos de actividades que estaría realizando el contratista y solamente recordar que toda esta actividad ya estaba aprobada, solamente es estar recorriendo en el tiempo. Si avanzamos vemos ahora, justamente el tema de los prospectos, los prospectos que estaban inscritos en el Plan de Exploración hasta el momento eran los prospectos A, B y C, que correspondían con dos prospectos del Eoceno Inferior y Paleoceno y un prospecto en el Mioceno. Actualmente el contratista está añadiendo el prospecto o la oportunidad D que si la vemos en el mapa, es la que queda intermedia entre la B y la C, esa oportunidad bien que se está señalando con el puntero. Es un prospecto que también va al Mioceno, entonces ahora ya tenemos dos prospectos profundos, digamos que llegan hasta el Paleoceno y dos prospectos más someros que serían en el Mioceno. Entonces esa es la cartera actual de prospectos, el escenario base, recordar otra vez, considera nada más un prospecto mientras que el escenario incremental considera dos. Actualmente el escenario base tiene considerada la oportunidad A para perforarse, en cuanto al escenario máximo incremental, se tiene la flexibilidad justamente de optar por alguno de los prospectos adicionales al A que podría ser el B o podría ser el D, por eso la importancia del contratista tal vez realizar esta modificación, estas perspectivas, entonces además de las actividades de perforación sabemos que tendrán registros que típicamente se toman y les mencionaba hace un momento, en el escenario máximo alternativo el contratista inscribió también dos *site tracks*, uno en cada pozo, para tener la oportunidad de realizar esas actividades dentro de estos pozos, no quiere decir que necesariamente lo vayan a hacer sino que podrían hacerlos y en ese caso pues ya estarían digamos considerados en este Plan de Exploración.

Ahora en la siguiente diapositiva vamos a ver justamente algunos detalles de este prospecto B que no habíamos visto. Como les mencionaba, es un prospecto que tiene como objetivo geológico el Mioceno, es una trampa que tiene un acuñamiento contra la sal, ahí vemos en las acciones sísmicas, las figuras que están con rojo es justamente el cuerpo salino y vemos la trayectoria del pozo que es la línea negra vertical que llega hasta los objetivos de cruzar todo el Mioceno para buscar esa trampa que se acuña justamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un poco hacia el sureste, entonces, vemos las dos secciones que cruzan de manera octagonal a la trampa y vemos cuáles son sus características geológicas entonces, el tirante de agua en esta zona está alrededor de 250 metros y la profundidad total que se está programando para este pozo sería de 4 mil metros bajo el mar y lo que se espera es encontrar aceite ligero, por supuesto, como no hay pozos en el área todo esto deviene de los modelos geoquímicos y se espera un aceite que puede rondar entre los 23, 24 grados API hasta los 40. Entonces esto es lo que se tiene actualmente para este prospecto que tiene un recurso prospectivo a la media de cerca de 175 millones barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad geológica del orden del 24%.

Ahora bien, como ustedes saben una de las situaciones principales que tenemos que observar dentro de estas operaciones o de este Plan de Exploración, en los trámites que se van derivando, si vamos a la siguiente es el programa mínimo de trabajo, el programa mínimo de trabajo, si se reparte en dos partes, el programa mínimo como tal, que son 10 mil 400 unidades y en la licitación hubo un incremento al mismo de 90 mil 600, por lo tanto, el contrato exige el cumplimiento de 102 mil UT, de acuerdo con la contabilidad que tenemos, si se realizan las actividades del escenario base, se cumpliría lo que establece el contrato, en el caso de llevar a cabo las actividades del escenario máximo alternativo por supuesto el cumplimiento se multiplica casi por cinco veces, entonces estamos cubiertos digamos en esa parte, respecto del cumplimiento contractual.

Ahora bien si avanzamos vamos a ver cómo está el programa de inversiones, el programa de inversiones para este plan, como ya sabemos tiene un escenario base y uno incremental, en la tabla de arriba pusimos el programa de inversiones vigente que está en el Plan autorizado, como vemos obviamente traemos los años desde el 2018 y hasta 2023 que es cuando acaba el periodo inicial de exploración. Este programa de inversiones consideraba una inversión total de cerca también de 90 millones de dólares. Ahora bien, en la tabla de abajo dejamos con indicativos estos dos años, 2018 y 2019 para tener de referencia y presentamos lo que va de 2020 a 2023 como programa, ahora en la modificación del Plan de Exploración, de manera tal que este programa de inversiones se mantiene. Ustedes pueden ver alrededor de 90.6 millones de

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dólares, es decir, la variación es mínima, hay algunos ajustes en algunos de los presupuestos si lo vemos por subactividad pero son menores, entonces, en la gráfica de arriba lo que estamos poniendo solamente para dar referencia, son los costos ejercidos que se pueden verificar ya en el sistema del Fondo Mexicano del Petróleo y los presupuestos indicativos para el periodo 2018-2019, entonces es para irle dando seguimiento a la evolución de estos presupuestos y de estos programas.

Si seguimos, en la lámina que sigue vamos a ver lo mismo solamente que para el escenario máximo alternativo, en el escenario máximo alternativo tenemos un programa que llegaba hasta los 323 millones de dólares, ahora el programa de inversiones se ve afectado un poco hacia la alza de manera mínima, cerca de 700 mil dólares. Entonces vemos que todos los costos, es importante mencionar, se están manteniendo digamos como originalmente estaba planificado y siguen sobre esa misma línea.

Si vamos a la que sigue, es nada más para observar cómo usar la proporción de este programa de inversión y respecto a las distintas subactividades, evidentemente al tener la perforación de un pozo en aguas profundas para el escenario base, que es la tabla de arriba, vemos que en mayor proporción de la inversión se va a hacia esta subactividad con 74.4%, en tanto que para el escenario máximo alternativo al considerar ya otro pozo y los dos *site tracks* entonces la proporción de la inversión, que por supuesto es mayor, llega a ser casi el 3.6%, entonces es nada más para que veamos cómo está esa proporción y también es importante mencionar que en el análisis de costos de referencia que hace aquí la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, encontramos que todos los costos que nos proporcionan están dentro de los rangos de referencia. Ahora si avanzamos, vemos entonces otro de los elementos que verificamos que es el programa de cumplimiento de contenido nacional, nos comunicamos con la Secretaría de Economía para que nos dijera si este programa que presenta el operador es factible de cumplimiento, nos da su opinión favorable, a la Agencia de Seguridad de Energía y Ambiente también le damos la información del Plan de Exploración a efecto de que consideren los trámites posteriores que el operador tenga que hacer ante esa autoridad.

C.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, finalmente pues con estos elementos que les presentamos y dadas las actividades que se están plasmando en esta modificación que digamos es solamente una recalendarización particularmente de la actividad de perforación de pozos y descripción de un nuevo prospecto, pues observamos que es técnicamente factible lo que se plantea en esta modificación por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación a la modificación del Plan de Exploración asociado al contrato CNH-R02-L04-AP-PG06/2018 operado por Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. Es todo de mi parte, Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Maestro Hernández, qué bueno que están planteando aumentar la inversión. Si te puedes ir a la lámina siete por favor, ahí. ¿Por qué están planteando iniciar primero con el escenario máximo alternativo que con el escenario base?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Dado que los tiempos que tienen ellos programados para la perforación de pozos, si decidieran hacer el escenario máximo alternativo deberían de empezar un poco antes que el escenario base, entonces, no obstante tanto para el escenario base como para el escenario máximo alternativo, el primer pozo del prospecto a perforar sería el A, entonces digamos que en ese sentido aparentemente arrancarían igual, no obstante, sí es necesario que si van a decidir por dos pozos tienen que empezar un poco antes. De todos modos siempre tenemos la salvedad de que el operador nos tiene que dar, nos tiene que hacer de nuestro conocimiento cuál es el escenario por el cual se está yendo, pero es un tema de tiempos para la perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, está bien ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo tenía la misma pregunta, estamos aunque, aquí la línea roja está en el primer trimestre, en realidad en este momento ya estamos en el segundo trimestre, es decir, estamos a un solo trimestre de que pudieran comenzar con el escenario máximo alternativo, digamos ahí según el Plan estarían empezando más o menos en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

octubre. A mí me llama igual la atención de que estén, que podrían iniciar desde luego van a iniciar con uno, que podría ser si inician en octubre todo haría parecer que se van sobre los dos pozos, o sea es pregunta, o sea si estarían iniciando en octubre parecería que ¿están iniciando con el escenario máximo alternativo? ¿o depende del resultado del primer pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, doctora, justamente los escenarios no condicionan a uno del otro, entonces sí efectivamente, sí, si ellos inician a perforar antes digamos, estarían decidiéndose de alguna manera por el escenario máximo alternativo, no obstante para evitar justamente que nosotros nos quedemos con esa interpretación de cuál es, el operador nos lo tiene que manifestar para que quede muy claro.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, o sea, digo, la pregunta para mí es, es que parece muy lógico que van a iniciar con el máximo alternativo porque para eso metieron su modificación, metieron su modificación para, o sea, además de meter un nuevo prospecto que puede ser el segundo pozo que van a perforar, en realidad lo metieron básicamente para adelantar su escenario máximo alternativo, entonces, es curioso que ahorita nos estemos preguntando lo que nos estamos preguntando, o sea que si van a iniciar con el escenario máximo alternativo, parecería que es hacia dónde van, pero bueno, como lo están planteando así parecería que todavía estaban decidiendo pero bueno, qué bueno que van, o sea esto indica que el área según sus estudios está siendo atractiva para el operador y sobre todo, como bien lo comenta el Maestro Hernández, es un área que ha sido poco explorada, por ahí hay un pozo o dos, que no resultaron, o sea no llegaron a los objetivos, o si no mal recuerdo había alta presión y alta temperatura, es un área difícil de, digamos compleja cómo muchas de las áreas que tenemos en el Golfo de México, creo que está por ahí el Puskón, si no mal recuerdo, y entonces creo que sí es interesante que se investigue, que se compruebe la existencia de un sistema petróleo en principio en las áreas de cordillera mexicana estamos ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Estamos justamente hacia el final, final.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿De Perdido?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- ...de Perdido. Es la parte más.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, está en la interfaz yo diría. Ok, muchísimas gracias, maestro. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera aquí enfatizar lo que acaba de mencionar la doctora y el Presidente, que es una muy buena noticia, es un nuevo prospecto, están adelantando la perforación y quizá incorporando otro pozo, que son 500% de las unidades de trabajo mínimas, o sea están haciendo inversión muy grande y básicamente si es lo que están gastando en la parte de exploración, si resulta exitoso pues van a tener que invertir varios miles de millones de dólares en esta área. Entonces yo creo que es una muy buena noticia y de por muchos sentidos la otra yo que quisiera es un poquito recalcar es que ellos están suponiendo, si vemos los números, un precio de petróleo mayor, entonces están haciendo la inversión con una expectativa para un precio de petróleo mayor, creo que son todos los componentes muy positivos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Moreira ¿Comisionado Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, pues qué bueno que está ahí la lámina siete porque este es el motivo de mi pregunta. Lo primero es sumarme a las preguntas del Comisionado Presidente, de la doctora Alma América, el sentido de que la perforación del primer pozo, tal y como está explicado allí es el escenario base y se supone que el escenario base es el que tendría menos riesgo pero seguramente con los trabajos que han estado haciendo pues también le dio la posibilidad de menor riesgo el perforar en la parte que se llama escenario máximo alternativo. Mi pregunta es referente a que este

Handwritten signatures and initials on the right side of the page, including a large signature and several smaller initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cronograma actividad es igualito al que nosotros evaluamos y validamos el 11 de julio 2019, hace un año exactamente, coincidentemente, pues si ustedes se pueden ver ahí en el programa en 2019 estamos validando el Plan de Exploración pero las actividades empezaron desde 2018, el tercer trimestre de 2018, bueno ahí hay dos rubros que quiero resaltar, uno es análisis de hidrocarburos y otro es estudios petrofísicos, que inician desde el tercer trimestre de 2018 pero además terminan, por ejemplo; vamos al de petrofísicos, termina el cuarto trimestre de 2021 pero, sin embargo, la perforación de pozos se termina hasta el primer trimestre de 2022, pues la pregunta es ¿por qué no modificaron el cronograma de actividades también en este tipo de actividades y cuáles son las actividades que hicieron análisis hidrocarburos y en estudios petrofísicos durante todo este tiempo desde 2018 hasta la fecha, qué es lo que se ha adelantado, cuáles petrofísicos, cuáles hidrocarburos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. De esas dos actividades, tanto de análisis como de estudios petrofísicos, se refieren a muestras y estudios de otros pozos, pozos digamos de las cercanías a los que tuvieran en el paquete de datos o aquellos que compraron, a esos pozos es a los que se les ha hecho el estudio de petrofísica y el análisis de hidrocarburos de las muestras de los otros pozos en caso de que haya habido. Se continúa la línea.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- De los pozos ¿no de ellos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Claro, exacto, por eso continúan las líneas hasta cubrir las actividades de sus pozos, porque eventualmente tendrían que hacer esos mismos análisis para las muestras que recojan de la perforación de sus pozos. Efectivamente.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El pozo termina en el primer trimestre de 2022 y esos estudios tenían el cuarto trimestre de 2021.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.-Sí, sí, el escenario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

máximo alternativo prevé terminar justamente hasta el primer trimestre de 2022, no obstante se espera que las muestras en los registros se tomen en la primera etapa digamos de la perforación, pero sí, podemos revisar otra vez el tema porque sí es quizás necesario que se cubra hasta ese trimestre, siendo ese el caso podemos poner en nuestro dictamen, como en otras ocasiones lo hemos puesto siempre, que se actualice el programa para cubrir esas situación.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ese sería mi punto, que (...) Muchas gracias, es todo por mí, por mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez, Comisionado Pimentel ¿algún comentario?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, Presidente, sumarme al reconocimiento de que se estén adelantando actividades en un área que ciertamente tiene mucha riqueza de recursos prospectivos, las aguas profundas del Golfo de México profundo pues es una cuenca probada, probada del lado estadounidense de la frontera, pero la geología no conoce de fronteras políticas de manera que yo creo que hay buenas razones para creer que esas formaciones continúan del lado mexicano, ojalá así sea. Yo celebro que haya actividad exploratoria en las aguas profundas del golfo mexicano, celebro que estén, insisto, adelantando actividades. Hay que recordar desde luego que las actividades de exploración en aguas profundas toman tiempo, lo decía el doctor Moreira, las más premisas de precios, de costos claramente no son las más actuales entonces yo creo que hace mucho sentido que las empresas sigan apostando en una área que, insisto, está probada y ojalá pues sea exitosa esta actividad exploratoria y pueda redituar en beneficio para la nación mexicana, para hacernos de recursos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de México, que es lo que dice la Constitución, para eso deben servir estas actividades, para eventualmente encontrar hidrocarburos y con un Plan de Desarrollo para la extracción pues llevarlos a eso, llevarlos a la extracción y que podamos aprovechar esa riqueza, de manera que bueno, pues nada, muy buena noticia y gracias, colega.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel, si no hay más comentarios pido Secretario Ejecutivo 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.23.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG06/2018.

ACUERDO CNH.E.23.001/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones, I, III, y XXVII y en el artículo 38 fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31 fracción VIII y en el artículo 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13 fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG06/2018.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud modificación de la autorización de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Racemosa-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Sergio Pimentel Vargas, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Héctor Silva González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenos días, Comisionados, buenos días, en esta ocasión traemos para su consideración la modificación de la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Racemosa del operador petrolero Pemex de Exploración y Producción. En la siguiente lámina lo que podemos observar es la línea de tiempo, perdón, el fundamento jurídico, el fundamento jurídico para la autorización de pozos se refiere a la Ley de Hidrocarburos la cual faculta a la Comisión para emitir las autorizaciones de perforaciones de pozos, consta también de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en donde se establecen las atribuciones de los Órganos Reguladores, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en donde se faculta al Órgano de Gobierno y para cada una de las direcciones generales de esta Comisión y los Lineamientos de perforación de pozos en donde se establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación de pozos.

Ahora sí, en el siguiente de diapositiva, lo que podemos observar son los datos generales del pozo, el pozo es Racemosa-1EXP, pertenece a la asignación AE-0142 Comalcalco, en su escenario base. Su clasificación en 102 pozo exploratorio en un nuevo campo, tiene dos objetivos geológicos, el Cretácico y el Jurásico, espera un tipo de hidrocarburo de aceite ligero de 41 grados API, con unas condiciones de presión y temperatura que van desde 143 a 160 grados centígrados y diez mil 950 PSI hasta 11 mil 945 PSI. Condiciones de yacimiento, en la trayectoria estamos colocando la tipo J y tipo S, realmente esta es una modificación solicitada por el operador petrolero y la modificación consiste en un cambio de trayectoria, originalmente se aprobó con una trayectoria tipo J y la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificación consiste en cambiar de trayectoria tipo J a tipo S, los datos que se indican en profundidad total programada corresponden a la trayectoria tipo S, que van de seis mil 160 metros verticales a seis mil correspondientes a 6 mil 451 metros desarrollados, para la perforación se estima en 157 días, 97 días de perforación, 60 días de terminación, los tiempos que se indican ahí son en este caso los reales con los que inició la perforación, este pozo ya inició perforación, el operador durante la perforación solicitó la modificación de la autorización para llevar a cabo el cambio de trayectoria. Los costos que se mencionan son de 43.5 millones de dólares totales, desglosados en 33.8 para la perforación y 9.7 para la terminación. Este pozo se está perforando con un equipo IPC 504 de 3 mil HP, con capacidades de 500 toneladas, 450 toneladas y 730 toneladas para la corona, mástil y subestructura, una capacidad de perforación de 6 mil 451 metros y sistema de preventores de 3 mil, 10 mil y 15 mil libras por pulgada cuadrada. En la parte derecha lo que se puede observar es el mapa, el mapa del pozo con la localización Racemosa-1EXP, la asignación AE-142, y en la parte inferior podemos observar que para este pozo se estima un recurso prospectivo de 69 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 38%. Los principales pozos de correlación para este pozo Racemosa, es el pozo Musgo-1, Musgo-101, Aztlán-1A, Jolochero-1 y Nikib, se encuentran respectivamente a 2.3, 3.9, 5.3, 6.5 y 6.6 kilómetros de distancia, las distancias de este pozo a los límites de la asignación es nueve al Norte, al Sur 26, al Este 16 kilómetros y al Oeste 15 kilómetros.

En la siguiente diapositiva, lo que se puede observar es la trampa, la trampa corresponde una anticlinal orientado del noroeste al sureste, dividido por dos fallas alineadas a la orientación de la estructura con buzamiento opuesto, lo que podemos observar aquí son dos mapas estructurales, es en la parte izquierda del mapa del Cretácico, en la cima del Cretácico, en la parte central es el mapa del Jurásico y en la parte derecha, en la imagen sísmica se ve en la trayectoria que fue originalmente autorizada, una trayectoria tipo J y en la parte derecha de esa trayectoria está en color negro sólido, la trayectoria que traemos a su consideración el día de hoy, que es la modificación. ¿En qué consistió la modificación? en este cambio de trayectoria, precisamente debido a que una interpretación sísmica que recientemente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realizó el operador petrolero, visualizó la posibilidad de que con la trayectoria original perforará sobre el plano de falla que se puede observar en la imagen, entonces, vio como riesgo la posibilidad de que con la trayectoria cayera sobre el polo que baja de la estructura y no llegara a los objetivos programados. Por tal motivo el operador petrolero está solicitando un cambio de trayectoria a una tipo J, para alejarse 730 metros a nivel Cretácico de lado del objetivo y 240 metros adicionales al plano de falla, esto realmente fue lo que motivó el cambio de en este caso de la autorización y en la siguiente diapositiva lo que puedo vamos a poder observar son los dos estados mecánicos, el estado mecánico autorizado en la parte izquierda que corresponde a un dirección al equipo J y en la parte derecha el estado mecánico de la modificación. Cabe señalar que de uno a otro las geopresiones no se modificaron, tampoco se modificaron los asentamientos naturales de las tuberías del revestimiento, es decir van a las mismas formaciones, cambian las profundidades pero las formaciones a los que van serían las mismas debido a que la trayectoria se modificó, también las tuberías de revestimiento sus grados corresponden a los originalmente autorizados y las densidades de perforación igual, de la misma forma corresponden, el original con la modificación.

En la siguiente diapositiva, lo que vamos a ver finalmente son las conclusiones, el objetivo de este pozo es encontrar una nueva acumulación de hidrocarburos en los objetivos geológicos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, la modificación como ya se mencionó tiene su origen en un cambio de trayectoria solicitado por el operador petrolero, al cambiar el proyecto direccional previamente autorizado de un tipo J a un tipo S y esto con el objetivo de alejarse a 730 metros a nivel de Cretácico que es lo que ya habíamos comentado anteriormente. La modificación al diseño no compromete la integridad del pozo durante las operaciones de perforación y terminación, ya que se mantienen los mismos grados de tuberías de revestimiento, las densidades del fluido de perforación, los asentamientos naturales de las tubería de revestimiento y el modelo geomecánico y el modelo geológico permanecen iguales. Es importante mencionar que la terminación preliminar de este pozo considera la realización de dos pruebas convencionales de producción, una nivel Cretácico y otro a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, los hidrocarburos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se lleguen a producir de estas pruebas serán manejados de acuerdo a lo establecido en el Plan de Exploración vigente.

Por otra parte el diseño del pozo, a la siguiente diapositiva, considera la utilización de las mejores prácticas que permitirán mejorar el desempeño, para este pozo se utilizarán tuberías de alto colapso, las tuberías TAC-110, TAC-140 y tuberías resistentes a la corrosión, las tuberías TRC-110. El operador petrolero diseño el pozo utilizando factores de diseño adecuados para pozos de alta presión y alta temperatura, por lo que respecta a las cargas de presión interna, colapso, tensión y triaxial en las tuberías del revestimiento y el operador también manifestó el uso de zapatas rimadoras para, es decir, para asegurar bajar la tubería de revestimiento a fondo de las TR's de 20 pulgadas, de 13 3/8 y el sistema que se utiliza para bajar estas tuberías de revestimiento, que en la jerga petrolera se le denomina *casing running* y finalmente comentarles que técnicamente se ve, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración, ve factible modificar la autorización de la perforación de este pozo dado que no se observaron elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia, que limiten o impidan la modificación de esta autorización. Con esto concluyo, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Maestro Silva ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias, Comisionado Presidente, yo tengo dos preguntas, la primera, estoy viendo que también utilizaron otro equipo del que se tenía aprobado, en la autorización inicial era un equipo Pemex de mil, dice mil 503, de 3 mil HP, corona, mástil, 680 toneladas, preventores tres, 10, 15, bueno, entonces este ¿es otro equipo que están utilizando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, doctora, están utilizando otro equipo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y de eso nos notificaron?

Handwritten marks: a circled number '7' and a signature.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No hubo una notificación, nosotros, cuando utilizamos el pozo originalmente se autorizó con un equipo de Pemex de 3 mil HP, cuando nos mandaron la modificación a la autorización, nos mandan el equipo IPC-504, la primera duda que tuvimos es este realmente cuál fue el pozo el equipo con el que está perforando el pozo, y lo manifestamos en la prevención, nos contestaron que el equipo con el que lo están perforando es el IPC-504 de 3 mil HP, lo que correspondió subsecuentemente es que realizamos todos los cálculos y verificamos las capacidades que originalmente se habían verificado, que es decir las condiciones de carga para el mástil, la subestructura, corona y la potencia del malacate, para verificar que este equipo sea adecuado para la incorporación de este pozo, y vienen en los cálculos y son adecuados.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, bueno, bajo la normativa, nos debieron de haber avisado ¿no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- En los Lineamientos no está especificado que nos, que haya que.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No? ¿pueden utilizar cualquier equipo de menos capacidad y todo y entonces para qué nos? Yo creo que sí ¿no? O sea, si se autoriza bajo una especificación de equipo ¿entonces para qué estamos revisando el equipo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- En este caso sí, bueno, sí hubo ese cambio y la respuesta es no, no hubo un aviso y se llegó hasta que.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digo no podemos decir que pueden cambiarlo si se aprueba bajo una especificación de perforación con una característica de equipo, o sea, yo sí creo que, ahorita también nos cambiaron el diseño y ahí voy, el segundo, en la primera esta autorización, quiere decir que sí estaba en el plano de la falla es que había un cierto riesgo de la integridad misma del pozo ¿por eso lo cambiaron?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No, la integridad no
estaba comprometida, de hecho el cambio se da derivado de una
interpretación sísmica que hizo el operador petrolero.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí,
vamos a suponer que sí este bajo en el plano de la falla ¿qué pasa
con la integridad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- En este caso, lo que
motivó...

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Por
qué lo están cambiando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Porque pueden caer en
el bloque bajo y no llegar al yacimiento, no llegarían al objetivo
geológico programado, ese es el principal motivo del cambio,
perforarían hasta el plano de la falla y se van a la parte baja de la
estructura y ya no llegan al objetivo en este caso el más profundo
correspondiente el Jurásico Superior Kimmeridgiano, por eso
modifican el diseño para alejarse de la falla y cumplir con el con el
objetivo, tanto del Cretácico como de Jurásico y eso también
implicaría un cierto riesgo operativo perforar sobre el plano de
falla, entonces deriva... son dos principalmente.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En
realidad no, o sea, no se ve, según la sección, no se ve que lleguen
al bloque bajo, siguen en el mismo bloque, más bien es el riesgo
de que están en él, muy cercanos al plano de la falla no, eso sí, sí
estaría, digamos, es un riesgo más operativo, eso es lo que yo
entendí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, sobre todo porque
estarían experimentando muchas pérdidas en ese.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-
Exactamente y bueno mi punto es, eso no se observó en la primera
autorización.

Handwritten signature and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No, no porque en la primera autorización ellos contaban con una versión sísmica distinta a la que tienen el día de hoy, el día de hoy en la prevención, en la solicitud de la modificación argumentan que tenían una versión sísmica anterior, que hubo una modificación en la sísmica y con la nueva interpretación visualizaban ese riesgo de perforación y derivado de eso solicitaron la modificación del diseño de la perforación de este pozo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿El pozo se empezó a perforar el 8 de marzo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y la solicitud de modificación entró hasta el 27 de marzo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Es correcto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea ¿en esas fechas es donde se dieron cuenta de esta situación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El operador, al menos así lo manifestó, ellos iniciaban el 8 de marzo y el día 27 de marzo ingresaron la solicitud de modificación con los argumentos que le comenté, Doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿A esa época en qué parte ya iban de la perforación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Nosotros tuvimos retroalimentación de la perforación, cuando emitimos la prevención, la primera la prevención y de posteriormente solicitamos posteriores retroalimentaciones de la perforación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, mi punto es porque ahorita creo que ya van a terminar. No sé si ya terminaron el pozo de perforar, creo que termina en el 13 de junio



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o el 8 de junio o sea ya estamos en fechas de que van a terminar de perforar el pozo, digamos es una.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No han terminado ya que nosotros hemos estado preguntando cómo van, de hecho la última, el último reporte del CIEP que nos mandaron el 10 de junio del, día de ayer es que tuvieron, tienen pérdidas y tienen problemas en el pozo, están ahorita controlando pérdidas parciales y tuvieron una pérdida total, la última tubería de revestimiento que tienen asentada, es la de 9 5/8 a 4 mil 767 metros y de ahí todavía les falta un tramo de agujero descubierto para llegar hasta los seis mil 451 metros que la profundidad total del pozo, el pozo no ha terminado de perforar y lo que han tenido es son pérdidas, problemas operativos, específicamente pérdidas de circulación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, muchas gracias, ingeniero.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionada Alma América. Comisionado Moreira ¿algún comentario?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si quieren pasar a la cuatro por favor, yo tengo la misma confusión de la doctora, o sea si lo empezaron a perforar el 8 de marzo para terminar el 13 de junio estamos aprobando algo que se va a terminar mañana, suena así como que medio raro ¿qué estamos aprobando si ya están acabando? o sea si bien ahí las fechas, 8 de marzo, 13 de junio, termina el 13 de junio, entonces ¿por qué estamos aprobando una cosa que ya está a punto de terminarse? ¿es una problemática de tiempo de habernos esperado demasiado? o sea no entiendo la lógica de lo que estamos haciendo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- La solicitud con los plazos que traemos aquí ingresó el día 26 de marzo, Comisionado, durante ese tiempo cuando ellos inician a perforar el 8 de marzo con una programación de tiempos para la perforación y terminación. En el transcurso de la perforación el operador



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petrolero llevó actividades, por ejemplo, desde el 8 de marzo hasta que ingresó a la solicitud, llevó las actividades normales de perforación conforme al primer programa autorizado. Al día de hoy, lo que está sucediendo es que el operador no ha terminado de perforar, esto es como que el mejor deseo del operador cuando ingresó a la solicitud y comentó que desde el 8 de marzo hasta el 13 de junio iba a terminar de perforar y se iba a tardar 97 días, hoy, como estamos el día de hoy, llevamos el pozo está, su última tubería a cuatro mil 767 metros que es la de 9 5/8, y posteriormente tendría que perforar hasta 5 mil 850 metros para bajar la tubería de 7 pulgadas y finalmente el *liner* hasta los 6 mil 451 metros, es decir, el operador todavía no ha terminado de perforar y esta fue la programación original pero todavía no, no está terminado de perforar el pozo.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero, a ver, Héctor, recuérdame cómo dice la normativa. Ellos descubren esta evidencia de que hay que cambiar el trazo del pozo y entonces deciden presentar un cambio a la CNH, pero hacen el cambio antes de que la CNH reaccione ¿estoy bien?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Ellos solicitan la modificación de la autorización del pozo por cambio de trayectoria.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pero necesita nuestra aprobación o no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Necesita aprobación.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces ellos lo hacen antes de que nosotros demos la aprobación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No, ellos solicitan, bueno sí, hacen la solicitud antes de que nosotros demos la aprobación.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, pero una cosa es solicitar y otra recibir la aprobación, hay dos eventos diferentes entonces esto quiere decir que ¿si yo presento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mi cambio ya puedo hacerlo? ¿sin necesidad de que se pronuncie la CNH?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No, de hecho, el operador está todavía, como les comento, todavía no termina de perforar y sigue todavía con el diseño, justo para adecuarse a la modificación de la autorización del pozo, en este caso en el cambio de trayectoria.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿O sea que no han hecho ningún cambio todavía?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Continuaron con la perforación hasta donde le permitió y posteriormente van a continuar con el diseño.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, entonces déjame entender bien, entonces ellos están siguiendo el Plan anterior, en el instante que la CNH dé la autorización para hacer el cambio correspondiente ¿es lo que me estás diciendo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Lo que le comento es que el operador, ahorita está con la, bueno aquí se ven, si gustan pasar a la siguiente en lámina, aquí se alcanza a ver cuál fue la primer trayectoria, la que fue autorizada y también se alcanza a ver la modificación a la autorización que el punto de quiebre fue aproximadamente como a los 2 mil 500 metros, es decir el KOP, en ambas trayectorias, a los 2 mil 100 metros, en ambas trayectorias el KOP corresponde aproximadamente a esa misma profundidad, tanto en la modificación de la autorización como en la original, es decir, el operador petrolero continuó con la perforación del pozo, ahorita se encuentra en una etapa en donde tiene la TR cementada, la de 9 5/8, a 4 mil 767 metros y continuaría con la perforación hasta llegar al objetivo programado, de lo demás desconozco la respuesta.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero con todo esto, no me contestaste la pregunta, o sea ¿ellos no han hecho nada que no estuviera autorizado en el Plan original? Sí o no, o sea, no están haciendo.

(7)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Lo desconozco,
Comisionado, no lo sé. Lo que tenemos al día de hoy son los datos
de las tuberías de revestimiento, lo que pasa es que el cambio de
trayectoria no lo tenemos mapeado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Bueno, Comisionada Alma América ¿tiene algún otro
comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues
nada, pues que nada más hace rato me dijo que ya iba en los 5 mil,
5 mil y cacho de metros o 4 mil 700, quiere decir que pues ya
cambió de trayectoria, Héctor, entonces mejor pues decir que sí, o
sea la respuesta, sí, si yo me voy a la respuesta que me dio hace un
rato el Ingeniero Silva es que pues sí ya cambio de trayectoria,
porque si no, nos vamos a contradecir.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, la última tubería está
a esa profundidad, sí, ya van más abajo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-
Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Entonces están metiendo, como quiera, la solicitud
antes de vencer el plazo que tenían, eso sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-
Exacto...

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- El plazo vencía para este sábado y estamos metiéndolo
antes de que venza y tiene una modificación para irse hasta
agosto, eso es básicamente lo que está ocurriendo ¿correcto,
Maestro Silva?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Sí, Comisionado.

Handwritten signatures and initials on the right margin, including a large signature at the bottom right and several smaller ones above it.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno. ¿Comisionado Moreira, tiene más preguntas de este tema?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, ya nada, muchas gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En el caso del pozo Racemosa-1EXP, sus áreas de oportunidad en los Lineamientos de pozos, que por cierto estamos revisando, igual que otros Lineamientos dentro de la CNH, siempre estamos haciendo una revisión continua pues para ir mejorando, y aquí el asunto con Racemosa es que es un pozo que ya tenía una autorización, empieza a perforar con la autorización y finalmente llega a tener problemas, ahí en la perforación, las pérdidas de circulación son muy costosas, el lodo es muy costoso, pero no solamente es el costo del lodo también es el problema de un posible descontrol y también el tiempo. Al estar perforando ellos se dan cuenta que tienen que modificar la trayectoria y eso lo hacen el 27 de marzo, empiezan a perforar al 8 marzo y el 27 de marzo nos piden que aprobemos una nueva trayectoria, de una trayectoria J a una trayectoria S, estoy hablando del 27 de marzo, estamos hoy a 11 de junio, 27 de marzo solicitan el cambio de trayectoria y el día de hoy estamos revisando la información, es claro que ante este tipo de problemas tenemos que actuar mucho más rápido, operador y también la Comisión porque el tener un equipo *in situ*, el tener parada la perforación cuesta mucho dinero, entonces sí, efectivamente también yo tengo entendido la perforación siguió y, a cuatro mil 621 metros, según lo que nos comentó el Maestro Héctor Silva, también tuvieron pérdida de circulación y tuvieron una pérdida total o eso entendí, no sé si fue así, lo cual es muy complicado cuando uno está perforando, pero bueno, al final pues posiblemente estamos aprobando algo que ya está muy avanzado pero que tiene que pasar autorización para que quede legalmente establecido, aunque ellos lo hicieron como se comentó hace rato, el Comisionado Presidente, el 27 de marzo que es para obtuvieron el problema, no hicieron cambios sin antes haberlos solicitado una nueva aprobación. Pero bueno, el área de oportunidad para Lineamientos de pozos va en dos sentidos, que

Handwritten marks and signatures at the bottom right of the page.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

1

pudiéramos ser más expeditos en dar este tipo de aprobaciones, y por otro lado, el comentario que hizo la doctora Alma América en donde hay un cambio de equipo, y el cambio equipo no lo tenemos ahorita definido entre los Lineamientos y creo que sí es algo que debemos incluir; cuando haya un cambio de equipo, pues nos avisen para que estemos seguros de que el nuevo equipo cumple con todas las consideraciones del anterior en el sentido de que pueda manejar las presiones, que pueda manejar el peso las tuberías, la potencia, etcétera, etcétera. Pero bueno, yo no tengo ningún otro comentario con respecto a la integridad del pozo, que finalmente es el nuevo diseño que están planteando, pero bueno, esto es lo que nos trae el día de hoy al Órgano Gobierno, la integridad, la integridad no tiene un problema pero quiero pasar a otro tema que es el costo. Definitivamente en un inicio se dijo que eran 43.5 millones de dólares, es una gran cantidad de dinero, son 33.8 para la perforación y son 9.7 millones para la terminación, en un inicio como se dijo el Plan era perforar con el Pemex 50-13, que es el equipo Pemex 50-13, y finalmente lo perforan con el IPC-504. Yo creo que eso debe tener un cambio de costo para Pemex, no es lo mismo contratar a un tercero que hacerlo por administración, hacerlo por ellos mismos, claro, ellos cuidan que la inversión sea la menos posible de tal forma que ahorren, pero como que finalmente yo creo que sí deberían hacer cambios en los costos ¿por qué? Pues porque ahora lo están haciendo con un privado y antes lo hacían equipo propio, pero por otro lado también, ya se retrasó todo, ya hubo muchos más gastos y en la nueva solicitud pues no nos hacen cambio tampoco de los costos y los costos seguramente cambiaron porque el pozo original ya no se va a poder terminar, están haciendo una nueva trayectoria que definitivamente generó más tiempo de equipo, que generó más insumos, tuvieron pérdidas de circulación total, pérdidas parciales y eso encarece el pozo, entonces creo que también otra área de oportunidad en los Lineamientos es de que no solamente tienen que avisarnos, tienen pedir aprobación a cambios de trayectoria, sino también actualizar todo lo que son los costos o todo lo que tuvieran que actualizar, y eso definitivamente no está en los Lineamientos, tendremos que ponerlo.

Finalmente yo creo que Petróleo Mexicanos tendrá que tener, de alguna forma, una diferenciación en los costos cuando lo perforan por la administración, ese es el Plan inicial, y cuando lo perforan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por un privado. Pues finalmente han tenido muchos problemas, yo lo que les deseo es que ojalá y lleguen a terminar el pozo en la forma adecuada, cuidando la integridad y que tengan mucho éxito en este pozo exploratorio. Son más que nada comentarios, no tengo preguntas, muchas gracias, Comisionado Presidente, muy buena presentación, Maestro Héctor Silva, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez, creo que el Ingeniero Alcántara quería hacer un comentario, para que lo haga de una vez.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, perdón, muchas gracias, Comisionado Presidente, yo quisiera hacer un comentario con respecto a este comentario que hizo el doctor Martínez, en el sentido de los costos, efectivamente son los costos de alguna manera que estuvieron o que están planteados de una manera preventiva, no son todavía los costos reales y yo creo que el operador sí consideró dentro de estos costos, esa parte de la operación con pérdidas dado que el operador en su información, de alguna manera, mencionó que para esta parte sobre todo en la zona en que está, que es la zona propiamente ya debe de presiones anormales, seguramente que perforaron por arriba del gradiente de colapso pues para evitar las fricciones, las resistencias y los atrapamientos y derrumbes que normalmente se presentaron en los pozos de correlación, en los Musgo, en Niquita en fin en esos, todos esos tuvieron ese tipo de problemas, entonces seguramente lo consideraron porque incluso están considerando, más abajo donde va a entrar ya la tubería de producción, tener un poder, digamos en la parte del Jurásico Tithoniano para continuar con el Jurásico Kimmeridgiano que es el objetivo al que quieren ir, entonces creo que sí hicieron esa consideración, incluso el uso de una zapata rimadora, seguramente el equipo por el que cambiaron debe tener un *top drive* y eso ayuda precisamente a que a la hora que nosotros metemos las tuberías de revestimiento se les puede dar un giro y ayuda a que las tuberías estén precisamente asentadas en las profundidades programadas y evitar todavía, en lo posible, ese tipo de situaciones de pérdidas o de atrapamientos o de derrumbes como se está manifestando, entonces yo creo que por

Handwritten signature and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ese lado sí lo debieron de haber considerado porque los pozos de correlación lo tenían. Es todo, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. ¿Comisionado Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues seguramente que sí han de haber considerado alguna cantidad de pérdida pero aquí, la verdad, es que el pozo se les complicó muchísimo, se les complicó muchísimo y es por eso que están haciendo un cambio de trayectoria, el hacer un cambio de trayectoria definitivamente, además con todas las pérdidas que han tenido incrementa los costos. Pues seguramente que eso no lo consideraron en el primer diseño, es decir que nos iba a costar 43.5 y además iban a advertir que iban a cambiar la trayectoria y que iban a tener zonas de pérdida total, pues seguramente que no, mi planteamiento es que cuando tengamos este tipo de solicitudes, los Lineamientos deberían de incluir la posibilidad que nos dieran cuánto van a ser los costos están planeando que van a tener, porque el pozo ya no va a costar 43.5 millones que es lo que tenía planeado, va a costar más, porque pues resultó ser mucho muy complicado, perforar pozos no es una situación muy fácil como a veces se comenta que es simplemente hacer un agujero, es algo mucho muy complicado, las ingenierías que están involucradas son verdaderamente de mucha especialidad y los costos en los que se incurren son también muy altos, los lodos de perforación son muy caros y finalmente impactan fuertemente cuando hay pérdidas y en este caso totales como se dijo hace un momento en la exposición, y afectan el costo, entonces bueno, pues obviamente que el operador no está de ninguna forma obligado a decirnos el cambio de costos y tampoco está obligado a decirnos que iban a hacer un cambio de equipos porque no lo pusimos explícitamente en los Lineamientos entonces por eso es que yo decía que hay áreas de oportunidad y precisamente con el ingeniero Alcántara y con otro grupo adicional dentro de su grupo y del área de normatividad al interior de la CNH, vamos a empezar a revisar estos Lineamientos para buscar esas áreas de oportunidad y también ser mucho más efectivos, porque como decía, cuando hay un problema en el pozo, pues el pozo no puede esperar a que definamos en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, si lo aprobamos o no, y si esa es una de las prerrogativas que tiene la CNH tendríamos hacerlo mucho más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

efectivo, no tardarnos tanto tiempo porque tiene un costo, tiene un costo tener el equipo ahí y más que es un equipo particular y yo terminaría preguntando ¿cuánto cuesta el equipo diario o cómo es si tenemos alguna información acerca de esto? Pues no es algo trivial, es algo caro, pero bueno ese era mi planteamiento, de que también nos actualizarán pues todo lo que tengan que actualizar no solamente el tipo de la trayectoria sino también los costos y también inicie comentando que nosotros vemos la integridad pero los costos son importantes para tener un registro y poder de alguna forma hacer comparaciones de perforaciones en las mismas áreas, de perforaciones que lleven a los operadores a tener una mejor visión de cómo bajar los costos, porque todos estamos interesados, tanto Estado como operadores, en bajar los costos, esa es una visión que finalmente nos lleva a la maximización de valor para el Estado también. Esos son mis comentarios, muchas gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que tenemos que entrarle bien en la normativa porque yo creo que no podemos aprobar lo que ya se hizo, ahora, si es urgente que se tomen decisiones pues podemos movernos a que no se requiera aprobación sino simplemente que se requiera aviso. Me encontré esta situación y te aviso que estoy cambiando la trayectoria, o que nos comprometamos a que en 48 horas van a tener un estudio, una aprobación o no, pero estar aprobando lo que ya pasó mismo es un poco raro, yo sí creo que tenemos que entrarle a operar como es la manera correcta de operar funcionamiento un pozo, que puede ser sencillamente te aviso, te aviso que encontré esto y tienes la autoridad de preguntarme cosas; y la otra cosa es el Plan que presentaron de exploración traía costo de 51 millones para dos pozos, pues automáticamente ya que te estás yendo a casi doblar ese presupuesto, entonces vas a tener que cambiar también el Plan de Exploración, entonces creo que es otra responsabilidad, que no se está presentando ahorita porque no han comenzado el segundo, pero lo van a tener que hacer porque son más del 20% del presupuesto, yo sí creo que es muy importante la labor, y el Comisionado Néstor tenemos que replantear la normativa para adecuarla más a la realidad de la labor.

C).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Totalmente, Comisionado Moreira, tenemos que arreglar esta situación, es un área de oportunidad sin duda, yo en este caso, pues bueno, todavía no vence el plazo en el tiempo que se habían puesto a perforar pero sí, evidentemente hay ya trabajos y tenemos que acoplarnos a la realidad de los costos de la industria y no podemos tampoco esperar que el operador esté esperando a que resolvamos, y más en una situación actual como es la pandemia en la que los tiempos, porque esto ocurre justamente también en medio de la pandemia, no podemos hacer a un lado esa situación, en la que se nos complica a todos, se nos complicó un poco a todos sacar los temas. Vamos a trabajarlo y yo le pediría al Secretario Ejecutivo que hagamos una reunión específica para el tema de modificaciones, ya lo habíamos platicado, ya lo había platicado con el Secretario Ejecutivo y lo hemos platicado en otras situaciones y reuniones, el tema de las modificaciones en general, tanto de modificaciones al Plan de Exploración, modificaciones al Plan de Extracción, modificación de pozos, hay que encontrar la manera en que sea ágil para el operador y que no entremos en esta situación de estar aprobando a posteriori, que no es lo deseable en ningún momento. Comisionado Pimentel ¿comentarios?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, muchas gracias, Presidente, muchas gracias a todos. A ver, yo diría que este es un tema típico de la complicación operativa durante la perforación del pozo. En términos de los Lineamientos actuales estamos hablando de modificación y renovación de autorizaciones, trataré de no redundar en lo ya dicho pero creo que es importante tener claro que estamos hablando de una complicación operativa que sucede en el día a día de la perforación. Déjenme les leo rápidamente el artículo 37 de los Lineamientos que se llama "De las modificaciones a la autorización de perforación", dice; los operadores petroleros deberán solicitar la modificación de sus autorizaciones cuando se actualiza alguno de los siguientes supuestos: en la fracción tercera, que es el fundamento de lo que ahora nos ocupa, dice; modificaciones al diseño incluyendo pozos tipo derivado de; primero, la ocurrencia de obstáculos a la continuación de la perforación que hayan trascendido el programa de perforación; segundo, la incorporación de lecciones aprendidas; tercero, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ocurrencia de un caso fortuito o fuerza mayor; cuarta, la incorporación de mejoras que permitan incrementar los niveles de eficiencia en la producción o bien; quinto, para reducir riesgos operativos a la integridad del pozo. Y el artículo 38 que es también fundamento de lo que ahora nos ocupa que dice "De los criterios para aprobar modificaciones a las autorizaciones" y dice: la Comisión autorizará la realización de modificaciones a las autorizaciones, previo cumplimiento de los requisitos previstos en el artículo 40 de los Lineamientos de acuerdo con los siguientes criterios y es la fracción segunda inciso a) "por modificaciones al diseño previos o durante la perforación cuando –inciso a)– dichas modificaciones se incrementen el conocimiento del potencial petrolero del país." De manera que nuestros colegas de autorización de pozos están inmersos en un problema operativo, la inquietud del doctor Moreira es absolutamente válida pero el supuesto normativo de nuestros Lineamientos sí prevé que este cambio venga durante la perforación, habrá que revisarlo, habrá que revisarlo porque por otro lado también es indispensable pues que durante el seguimiento que hacemos de las perforaciones tengamos esta información mucho más fresca, si lo que vamos a requerir es un aviso a posteriori eso puede ser, no sé si sea lo óptimo, no lo sé, no digo ni que sí ni que no, hay que revisarlo, pero hoy por hoy, la regulación sí contempla que si durante la perforación viene alguna de estas circunstancias el operador nos deba solicitar la modificación para que pueda tener la renovación de su autorización, que es en donde estamos hoy. Por lo que hace al equipo, yo creo que lo importante es que el equipo que se utilice sí cumpla, desde luego, con las características que el Órgano de Gobierno aprueba, puede ser otro equipo, yo creo que sí, yo creo que no tendríamos que llegar al extremo de que nos tenga que presentar un nueva modificación a la solicitud de perforación porque va a usar un equipo distinto siempre y cuando cumplan con las características, con la potencia, con las características de los preventores y demás, que es el caso aquí, entonces, yo lo traje a consideración de ustedes porque en efecto es un tema complicado el operativo, yo creo que hace sentido de alguna suerte, doctor Moreira, como lo hemos hecho antes además, convalidar lo que de alguna suerte ya está haciendo el operador siempre y cuando se cumpla con las características del equipo y siempre y cuando desde el diseño y el análisis que hacen nuestros colegas ingenieros pues el pozo sea adecuado y se considere

Handwritten signature and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

correcto. Yo, por eso lo traigo al Órgano del Gobierno, yo lo que les diría es este pozo con todas las particularidades que se ha comentado creo que cumple con normativa desde luego, creo que lo que estamos hablando, insisto, es de una renovación para que con este nuevo diseño de pozos se pueda continuar con la perforación, que hay que decirlo está en marcha, ese es el supuesto normativo que estamos hoy autorizando, que estaríamos hoy en su caso autorizando, podemos revisarlos sin duda para saber quizá lo más conveniente, como dice el doctor Moreira, es que no nos pidan una modificación que se traduzca en una renovación de la autorización sino simplemente un aviso, pudiera ser, hay que revisarlo. Y yo concluyo diciendo que pues que el regulador y eso creo que todos mis colegas lo pueden secundar pues estamos para adoptar las mejores prácticas que redunden en beneficio de los operadores, no estamos aquí para ponerles trabas, para ponerles obstáculos, creo que eso está claro, si eso nos va a llevar a que sea solo un aviso pues yo creo que hay que explorarlo, si eso nos va a llevar a que pasen estas cosas, que se ven medio extrañas hay que decir: pues sí, sí se ve extraño que el operador nos presente una modificación de una perforación que está en marcha, hay que simplemente exteriorizarlo y decir las cosas con claridad y si creemos que este es el mejor diseño pues seguir así hacia adelante. Yo agradezco como siempre los comentarios, las inquietudes, también creo que hay áreas de oportunidad sin ninguna duda además de la regulación, insisto, en el seguimiento y en la verificación de las actividades de los operadores cuando están llevando a cabo las actividades de perforación. Y también soy consciente de lo que dice el Presidente, esto nos atrapó, nos tomó a todos en el plazo de suspensión, en la suspensión de plazos y eso también adicionó pues estas complejidades operativas también para nosotros, no sólo para el operador.

Habiendo dicho esto y diciendo que desde mi óptica esta aprobación no tendría ningún problema desde lo regulatorio, pues desde luego que absolutamente de acuerdo en revisar la regulación para ver qué adecuaciones podríamos hacer al respecto siempre con miras a que los operadores puedan operar siempre sí, desde luego, con la mayor seguridad operativa, que eso no es necesariamente nuestra atribución pero sí con el cumplimiento del Plan de Exploración respectivo y con, desde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

luego, el análisis de la integridad del pozo que hacen nuestros colegas, y por último el tema de los costos recordar que en las Asignaciones, en lo que el operador, lo que el asignatario, nos aporta es indicativo y entonces sería a lo mejor sí importante que se dé este ajuste, pero en realidad el costo y la variación que pudiera haber es un tema que en su caso tendría que realizar la Secretaría de Hacienda como estoy seguro que lo hacen siempre. Yo, aquí lo dejo y les agradezco una vez más sus comentarios, colegas. Muchas gracias a todos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel, muy valiosa su intervención desde el punto de vista jurídico. Justamente creo que el titular de la Unidad Jurídica, Ramón Massieu, quiere hacer un comentario al respecto. Ramón.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias, Presidente, pues la verdad es que levanté la mano un poco antes del Comisionado y pues prácticamente me ganó el comentario, únicamente iba en el sentido de que el supuesto sí está previsto por los Lineamientos en el artículo 38 fracción segunda, tal como lo citó al Comisionado, dicho artículo está contenido en la fundamentación del acto, entonces pues por eso coincidimos, evidentemente hubo una revisión legal del tema y desde el punto de vista jurídico pues coincidimos junto con la ponencia en que era el tema era procedente por estar previsto a través de esta figura pues de alguna forma, por decirlo de alguna manera, se convalida esta actividad con esta autorización porque está prevista de esa forma en la en la regulación, que por supuesto es revisable, pero al menos en este caso nosotros, desde nuestra responsabilidad, estimamos que la autorización es procedente por ser un supuesto contemplado en la regulación, eso sería todo, Comisionado, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ramón, de no haber otro comentario de algún Comisionado.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si me permite.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, doctora, adelante.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, yo estoy totalmente de acuerdo y creo que queda muy, muy claro, lo único que yo pediría en caso que se vuelva a repetir un tema de este tipo, es si nos vamos a la lámina 2, que se fundamente adecuadamente porque no está el 38 fracción segunda, o a no ser que yo me esté equivocando, y así no se presentó, entonces en realidad aunque el título sí dice modificación parecería que era una nueva autorización, en ningún momento se nos planteó que era una modificación referente a, o sea que estaba en trámite y que era para reducir riesgos operativos por la integridad de pozo o por, o sea cuál era el fundamento legal de esto y en una segunda parte, en el cambio del equipo sí hay un, dentro de nuestros Lineamientos sí hay un punto en donde nos pueden dar un aviso por un cambio operativo, y yo creo que esto, el cambio de una plataforma, a no ser que me corrijan, es un cambio operativo, entonces sí nos debieron de dar aviso por haber sido un cambio operativo, el cambio de plataforma, sí está en nuestros Lineamientos y la presentación, si es el caso, nos debió de haber dado un fundamento para no estar en una discusión por más de media hora, creo, porque en la presentación nunca nos dieron el fundamento en donde digan: según el artículo tal de nuestros Lineamientos la modificación se puede hacer dando que está perforándose tal, y bueno, pues dentro de todo esto parece una nueva autorización, entonces creo que sí es necesario entonces hacer una presentación diferente, eso es todo mi comentario, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, doctora, pues bueno, de no haber otros comentarios de los Comisionados le pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.23.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica la autorización de Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Racemosa-1EXP.

ACUERDO CNH.E.23.002/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se modifica la autorización a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Racemosa-1EXP.

II.3 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 Ejecutivo se refirió a los eventos:

"SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.- En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, me referiré a la solicitud que se recibió en la Secretaría Ejecutiva. En esta ocasión tenemos la solicitud del Comisionado Sergio Pimentel Vargas para asistir como panelista a la Tercera Edición del webinar Foro AMEXHI Resiliencia Energética, con el tema "Retos para la continuidad operativa en la nueva normalidad" que se llevará a cabo vía remota el próximo 18 de junio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Me escuchan? ¿sí? Ah, bueno, tendrías que leer el acuerdo, Fernando ¿no?."

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

ACUERDO CNH.E.23.003/2020

Con fundamento en el artículo 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y en el artículo Décimo Segundo, fracción I, del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la solicitud descrita en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros y eventos públicos.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe de solicitudes de participación en foros y eventos públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario Ejecutivo se refirió al informe en los siguientes términos:

"SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.- En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, me referiré a la autorización sobre la plática de la Agencia de Energía del Estado de Puebla a través de la videoconferencia en la que participó el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez el día 29 de mayo de 2020.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien ¿esto no se vota, no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.-
No, solamente si hubiera comentarios, si no, procedo a comentar
que debido...

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- ¿Cómo te fue, Héctor, en la plática?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya se
dio en Veracruz, se dio en Nuevo León, en Tamaulipas y ahora en
Puebla. Es muy interesante porque Puebla tiene muy poco de
recursos de petróleo y gas, tiene dos o tres áreas nada más, que ni
siquiera sabían ellos que tenían.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Ok.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero
bueno.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Bien ¿Creo que ya no tenemos más temas, no?

SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.-
No. Debido a que este es un tema de conocimiento no se vota y
pues dado caso yo le informo que se ha desahogado en su
totalidad el Orden del Día."

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

ACUERDO CNH.E.23.004/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe
de solicitudes de participación en foros y eventos
públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso
previo.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:32 horas del día 11
de junio de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la
Vigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 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 el Secretario Ejecutivo.

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Portes Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

100