



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:00 horas del día 4 de junio del año 2020, se celebró la Vigésima Segunda 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 220.0269/2020, de fecha 3 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 4 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 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141 Comalcalco.
- 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 Cibix-201EXP.
- II.3 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 Nipxi-1EXP.
- II.4 Asesoría y opinión técnica a la Secretaría de Energía, respecto de las Asignaciones AE-0154 Chalabil y AE-0151 Uchukil.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141 Comalcalco.

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, Comisionados, amigos, efectivamente como decía el Secretario Ejecutivo traemos una presentación para darle los detalles del Plan de Exploración de la Asignación AE-0141-Comalcalco, que Petróleos Mexicanos somete a consideración del Órgano de Gobierno. El fundamento jurídico como ya sabemos que, verificar su cumplimiento para dar el procedimiento a este plan es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de los órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en el Reglamento Interno de la propia Comisión y los Lineamientos que nos dan todo el proceso que vamos a seguir para llegar hasta este punto, asimismo hay que revisar y tener en consideración lo que establece el título de la Asignación, en particular los términos y condición quinto así como los anexos 1 y 2. En el mapa de la derecha que ustedes ven en la lámina, observan el polígono rojo lo que es la configuración de la Asignación, es una Asignación digamos bastante irregular respecto de otras que hemos visto y esto tiene la configuración de esta forma justamente para cubrir el área de algunos campos y que no haya traslape con otras Asignaciones por eso es que esta Asignación es tan irregular y en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una que hay bastante actividad ya de extracción también, entonces por eso es que es tan peculiar esta Asignación, también bien ven, hay por ahí en el centro un hueco que hace referencia a un área contractual que también se encuentra en esta zona y una serie de Asignaciones que son las que están con los polígonos azules, que son Asignaciones de extracción, justamente donde ya se están llevando a cabo actividades de extracción en algunos niveles. Entonces si avanzamos a la siguiente, lo que vamos a observar es la relación cronológica que hemos seguido para llevar a cabo este dictamen. El inicio del trámite fue el 20 de marzo, es decir desde entonces hasta ahora oficialmente los tiempos no han avanzado aunque estamos haciendo aquí, como si fueran días hábiles aunque no lo son para reflejar simplemente que el tiempo que llevamos para traer este dictamen al Órgano de Gobierno, entonces la última actualización del Plan de Exploración la recibimos el 22 de mayo y ahora estamos aquí presentando con ustedes el Plan. Si avanzamos por favor, entonces vemos cuáles son antecedentes, que es muy importante que los revisemos, el Plan se presentó por primera vez el 9 de septiembre de 2019, ese plan se llevó al Órgano de Gobierno el 6 de febrero en donde la resolución del Órgano de Gobierno fue solicitar adecuaciones con base en la fracción sexta de los Lineamientos del artículo 19 para que se hicieran justamente las adecuaciones que se solicitaron y, como ya veíamos en la lámina anterior, la nueva presentación del Plan fue el 20 de marzo. Si avanzamos vemos entonces, ahora cuál es la ubicación de la Asignación. Como ya veíamos en el mapa anterior, nos encontramos en la zona terrestre de la provincia petrolera que se llama Cuencas del Sureste en el estado de Tabasco, la superficie del bloque, en total son mil 242 kilómetros cuadrados y, como ya observamos, tiene varias Asignaciones traslapadas de extracción –avanzamos por favor– y les voy a referir cuáles son los antecedentes exploratorios que tenemos en el área. Hay ya realizado, entre 2014-2019, hay información previa en ese periodo pero aquí solo estamos refiriendo el ciclo anterior de 2014-2019, hay procesado sísmico tanto bidimensional como tridimensional, en el mapa de la derecha, está bastante cargado, no obstante se pueden observar con los diferentes colores los distintos estudios sísmicos que vienen fijados como ya se les había comentado entonces está el procesado sísmico 2D y 3D, ya se hicieron también nueve estudios regionales, dos dedicados a las cuencas, cinco a sistemas petroleros y dos de plays, hay 25



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estudios asociados a pozos, y es que fueron asociados a 10 prospectos, 9 diseños VCD de pozos, 5 para pruebas de prospecto y una caracterización. En este periodo de 2014 a 2019 (...) esos pozos 8 pozos exploratorios fueron Navegante-1DL en 2015, Chocol-1 y Japoka-1 en 2016, Cibix-1 en 2017 e Ixcanul-1, Sejel-1, Tokal-101 y Cibix-1001 en 2019, entonces es un área que como ven, ha sido no solamente puesta en producción con las diferentes Asignaciones que vemos ya en los mapas anteriores de extracción sino también ya es una Asignación que ha sido explorada en buena medida. Entonces –si avanzamos por favor a la siguiente– vamos a ver dónde nos encontramos en la cadena de valor por eso es que lo estamos poniendo ya en la fase de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas. Hay algunos prospectos que ya están más enfocados en la segunda fase, sin embargo hay otros que siguen evaluando el potencial, entonces, por eso el objetivo del plan es incorporar de reservas de hidrocarburo buscando la continuidad de los plays Mesozoico, Terciario en el sureste de la República Mexicana así como la visualización y generación de nuevos prospectos. Vamos a ver en un momento que entremos al cronograma como hay algunas actividades que justamente están enfocadas en el potencial y hay otras que como dice el objetivo, van enfocadas a buscar la continuidad a plays ya establecidos. Las tareas principales serán adquisición y procesado de información geofísica, estudios exploratorios y perforación de prospectos. Es importante mencionar que el anexo dos del título de Asignación establece el compromiso mínimo de trabajo y ese compromiso es la perforación y terminación de un pozo exploratorio. Si avanzamos vemos ahora cuáles son las actividades que están programados para este periodo 2019 el escenario base, es importante decir que hay dos escenarios: base y el incremental, entonces el escenario base tiene como tarea adquirir información sísmica tridimensional, esto es lo que se llama Huelitli también hacer el procesado sísmico, la información tridimensional no solamente en ese estudio sino en otros más que se conjuga en el área, además de hacer 10 estudios asociados al pozo, tres de identificación, evaluación y selección de prospectos, 2 diseños VCD de pozos y 5 pruebas de prospecto asociados justamente con los pozos que se ven ahí. En el escenario incremental hay 9 estudios asociados a pozos, de esos 9 son 4 diseño VCD de pozos y 5 pruebas de prospectos asociados con esos pozos, se perforarían entonces 5 pozos exploratorios. En el mapa de la derecha ustedes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pueden observar dónde están esos prospectos, los puntos en color verde significan el escenario base, con los prospectos del escenario base y los puntos en color gris significan los pozos o los prospectos que se perforarían en el escenario incremental, si tenemos en mente, donde estaban las Asignaciones de extracción en esta área justamente estos prospectos están fuera ahora de esas Asignaciones de extracción o muy cercanas a ellas. Entonces, ahora sí, si avanzamos vemos el cronograma de estas actividades, en el cronograma observamos en la parte superior lo que se refiere la adquisición y procesado de la información sísmica tridimensional, vemos los distintos estudios que se van a ir haciendo y procesando y vemos a que hacia finales de este año terminarían esas actividades. En el siguiente rubro observamos cuáles son estos estudios exploratorios que se van a estar haciendo, estos estudios se dividen en dos, el primero que es el de identificación y evaluación de prospectos, que son los que les decía yo, que esos son en particular los de 2021 y 2022, son los que están enfocados todavía en la fase de evaluación de potencial, entonces después tenemos los estudios de VCD, pruebas de prospectos que ya son estudios que están enfocados justamente con los pozos que se perforarían, el VCD pues es el estudio que se hace para darle todo el rigor técnico a la perforación de los pozos y evaluación de prospectos entonces vemos que hay una secuencia de estos estudios con base en los que vemos en el tercer rubro que es la parte de perforación de prospectos. Entonces vemos que hay un prospecto que ya se está perforando también que es el pozo Pachil y viene otro prospecto que es el Cibix-201 y luego está el Nichté-1, ese sería hasta finales del 2021. Y después están los siguientes 5 prospectos, que serían los del escenario incremental, que son Platao, Huayura, Tiech, Cibix-401 y Yoli, entonces esta es la secuencia que tendría el área en cuanto a las actividades exploratorias, respecto a los estudios que se estarían llevando a cabo, los pozos enfocados o mejor dicho en función obviamente de los resultados que se vayan dando de los estudios y sobre todo de la información del procesado y la información sísmica. Si avanzamos vemos entonces cuáles son los prospectos exploratorios ya desde el punto de vista que tienen, vemos enmarcados con color verde otra vez, los prospectos del escenario base y con color gris los del escenario incremental, vemos que hay prospectos que van a los plays del Mesozoico como Pachil, otros que van a los plays del Terciario como Nichté y Cibix para el caso

(1).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del escenario base y también vemos para el caso del escenario incremental, vemos los primeros tres prospectos Platao, Huaycura y Tiech que van a los plays del Mesozoico y Cibix y Yoli que van a los prospectos, a los plays del Terciario. Entonces vemos que hay algunos prospectos sobre todo los mesozoicos mayor que los terciarios, sabemos que los yacimientos están en el sur de Cuencas del Sureste de manera que estos serían los prospectos y volvemos a ver el mapa de la derecha, ahora sí vemos cómo están distribuidas las Asignaciones de extracción versus los prospectos, entonces vemos cómo se está yendo a buscar unas zonas en donde no hay Asignaciones de extracción pero otra zona donde aparentemente hay un traslape entre la zona de extracción y los prospectos, justamente esto fue una de las situaciones que se pidió el ajuste, este ajuste del qué hablamos en febrero porque había algunos prospectos que estaban yendo a zonas que no debían estar porque estaban en las Asignaciones de extracción, de esta manera estamos viendo que estos prospectos a pesar de que, en superficie aparentemente se traslapan, en profundidad están en una profundidad completamente diferente a la de las Asignaciones de extracción. Entonces, si avanzamos vamos por favor, vamos a ver algunos de los detalles de estos prospectos que están en el escenario base particularmente de los prospectos, aquí está el prospecto que como les decía se está perforando y este prospecto va al play del Jurásico Superior Kimmeridgiano, vemos en la sección sísmica como la trayectoria del pozo está un poquito desviada que busca una trampa tipo estructural, la profundidad que se espera alcanzar es de 3 mil 552 metros desarrollados, se espera encontrar aceite superligero. En la sección sísmica podemos ver que es una zona donde la complejidad estructural es alta, hay cuerpos de sal y de formación entonces sería un reto para esta área. Si avanzamos vemos ahora entonces el prospecto Cibix-201. El prospecto Cibix-201 es un prospecto que va a un play más somero, es en el Mioceno Superior, este está buscando también aceite superligero, la profundidad total pues nada que ver con el anterior, el anterior estaba arriba de 7 kilómetros, este va apenas a 2 mil 160 metros desarrollados, no obstante la profundidad vertical es apenas de mil 500 metros. Vemos en la sección sísmica, es un pozo que va desviado, ahí se puso como referencia el pozo Navegante-1 que es uno de los pozos de correlación pero el pozo, o la trayectoria del pozo que se espera perforar es un pozo desviado que justamente va a buscar los objetivos del Plioceno



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Inferior, y es un pozo, digamos, relativamente somero respecto a los que se han perforado en el área. Ahora, si avanzamos vemos entonces el prospecto Nichté, el prospecto Nichté va también a rocas del Plioceno y del Mioceno, también es un pozo, digamos intermedio, va más profundo que el pozo Cibix, también está buscando aceite superligero y de una manera muy parecida al pozo anterior, también es un pozo desviado, justamente por toda esta complejidad estructural que existe en los niveles del Terciario, vemos que ya hay zonas donde la estructuración de la corteza se va con fallas normales y entonces hay que buscar esos yacimientos que quedaron ahí, en estas fallas, este prospecto tiene esta configuración. Esos son los tres prospectos que tendríamos para el escenario base de los cuales les queremos dar un poco más de detalle (...) y ahora les voy a hablar acerca de las inversiones que están asociadas con este plan de exploración, como veíamos hay un escenario base y uno incremental, la parte de arriba de la lámina hace referencia al escenario base, entonces tenemos la curva de las sub actividades que van a realizar, tenemos el presupuesto para iniciar el plan y vemos que el total son poco más de 157 millones para el escenario base, como vemos en el pay, ahí tenemos, el 57% de la inversión se va a geofísica, el 39% a pozos eso es un caso muy peculiar eso se da porque hay adquisición de procesado e información de geofísica y los pozos que se perforaron son pozos, si bien uno es muy profundo, los otros dos son relativamente someros por eso no impactan tanto en la configuración de esta inversión. No obstante, si vemos ahora la segunda tabla, es la suma del escenario base con el incremental, ahora sí, la inversión por supuesto se va más allá de los 177 millones, casi 238 millones, y esto es porque considera a los otros cinco prospectos del escenario incremental, ahora sí, si vemos en el pay de la derecha observamos que la configuración de la ecuación se encuentra un poco justamente porque se perforan más pozos y ahora el 64% va a perforación de pozos, 32% enfocada a geofísica y por supuesto un porcentaje que va a geología. Si avanzamos por favor, vamos a observar, ustedes saben que además de hacer todo este análisis económico tenemos que verificar con las otras autoridades los cumplimientos, entonces enviamos a la Secretaría de Economía la solicitud de opinión respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional todavía no tenemos una respuesta, sabemos que ahorita la respuesta está en un proceso que está fluyendo, normalmente la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

respuesta la tenemos antes, sólo que ahora no la hemos recibido sabemos que en caso de que recibamos opinión en sentido negativo tendremos que entrar en un proceso de modificación, en caso de ser positivo así se incorporaría en el Plan, lo mismo hicimos con la ASEA, ya le remitimos la información del Plan de Exploración (...) y bueno, entonces de esa forma llegamos a los comentarios finales y de esos comentarios pues simplemente remarcar que con las actividades que se van a hacer se va a precisar el potencial de hidrocarburos en el área, se van a generar, esperamos, nuevos prospectos con estas actividades que les decía yo, que buscan mejorar el potencial, en el caso de los plays establecidos en el Terciario y en el Mesozoico permitirá establecer cuál es la continuidad de acceso en la que se perforarán algunos pozos, eso es importante, van a verificar la existencia de recursos de hidrocarburos asociados a descubrimientos previos o bien bloques adyacentes que en algunos yacimientos que ya son conocidos, por eso la nomenclatura de los pozos en 201, 401 o 1001 es porque ya están relacionados con otros anteriormente y en el caso de los pozos exploratorios que esperemos así sea posiblemente sean sustento para los programas de evaluación posteriores que se estén celebrando derivados de ellos. Asimismo verificamos que la propia incorporación al compromiso mínimo de trabajo.

Si avanzamos vemos entonces también que estimamos una incorporación de algunos recursos de hidrocarburos en los plays terciarios y mesozoicos del orden de 157 millones, perdón, de 30 a 109 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la inversión básica de 157 a 278 millones aproximadamente dependiendo del escenario que se va a realizar. Y bueno algo importante también es derivado de una revisión de costos presentados en el Plan se identifican los costos por encima de estudios de mercado de conformidad con las referencias regionales que se tienen, correspondientes en particular con la subactividad de perforación de pozos, tanto en los procesos del escenario base como los procesos. En este sentido entonces estamos considerando que el asignatario deberá llevar a cabo una estricta revisión de los procesos de procura y de contratación, para garantizar que la contratación se lleve a cabo en las mejores condiciones posibles para el Estado. Asimismo estamos sugiriendo que el asignatario lleve a cabo un análisis sobre la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

programación de los equipos de perforación y los demás equipos que son utilizados como de los materiales para tener mejores o algunas eficiencias en costos y garantizar la solvencia económica de estos proyectos. Entonces de esa forma, con esto que les hemos platicado raíz del análisis hecho por la Comisión proponemos al Órgano de Gobierno, dado que se advierte técnicamente factible toda vez que las actividades que estamos observando permiten maximizar el valor estratégico de la Asignación mediante las actividades que expusimos sometemos a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación del Plan de Exploración de la Asignación AE-0141-Comalcalco.

Hasta aquí es la presentación del Plan de Exploración, si me permiten un par de minutos más, si ustedes recuerdan habíamos estado presentando algo de la estadística de cómo íbamos avanzando en los Planes de Exploración, nos regresamos ahí. Estas son las Asignaciones de exploración que hemos pasado para aprobación sus planes, el mapa de la izquierda vemos con color amarillo esas Asignaciones que ya están sus planes aprobados, con rojo remarcamos la de hoy, y con gris están aquellas Asignaciones todavía pendientes de aprobar sus Planes de Exploración, es importante mencionar que hemos seguido una estrategia con Petróleos Mexicanos de aprobar aquellos planes que eran prioritarios para ellos que son los de las zonas terrestres y las zonas de aguas someras, y hemos ido dejando como una prioridad menor donde hay menos actividades por esas actividades más hacia el futuro, que son los de aguas profundas y los terrestres. Pues hemos recibido ya, a partir del 9 de septiembre los 64 planes en diferentes momentos, ahí está la tabla (...) en la que estamos hoy, de manera que si ustedes tienen a bien autorizar este Plan llegaríamos a tener planes aprobados. Si avanzamos vemos entonces cuáles serían las estadísticas asociadas con estos planes. De lado izquierdo vemos los recursos prospectivos que están asociados con estos 37 planes, en el escenario base serían 3 mil 367 millones de barriles, si consideramos el escenario incremental de 5 mil 315 nos daría un total de 8 mil 682 millones de barriles, en el lado de la derecha ya nos vemos sin estos recursos, nos ponemos en riesgo entonces se toma una posible incorporación de reservas y entonces la posible incorporación de reservas nos da 947 para el escenario base y mil 369 para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

escenario incremental y esto nos da 2 mil 316, también recordar que esto considera todos los prospectos que están en los Planes iniciales de Exploración y allá abajo vemos un poco más de detalle, toda esta suma hace 161 prospectos, 49 para el escenario base y 112 para el escenario incremental. Si avanzamos vemos cual es el reflejo de estas actividades de exploración que se requieren, si para el escenario base las autorizaciones requeridas con 1, 053 millones de dólares para el año 2020 y va subiendo de manera progresiva hasta dos mil 320 millones de dólares para el año 2023, en el caso de que se materializara el escenario incremental más el escenario base, la inversión sería de mil 626 para 2020 y subiendo hasta cinco mil 894 para el 2023. Ahora sí, de esta manera termino, eso es todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Hernández, pregunto a la Comisionada Alma América ¿si tiene algún comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, gracias, Comisionado Presidente, sí, sí tengo este un par de comentarios, se refieren al pozo, bueno al programa de actividades y si nos vamos al cronograma tiene que ver con el pozo Pachil, o sea el pozo Pachil está considerado a, o bueno, estaba considerado a perforarse desde el año, bueno comenzar la perforación en el año 2019, tengo entendido que nosotros sabíamos, ahí está en septiembre no, entonces nosotros, dice aquí se encontraba al amparo del Plan de Exploración de la Asignación anterior, este pozo empezó su perforación o se autorizó cuando menos el 20 de agosto, seguramente empezó en septiembre, entonces, mi pregunta concreta es ¿por qué está autorizándose en este Plan? Dado que está al amparo del Plan de Exploración anterior y también, si nos vamos a la inversión, yo lo que veo es de que la inversión tampoco considera la inversión de este pozo, entonces, por un lado aquí dice que se encontraba al amparo del, aquí, si vemos en el subinciso A, dice, considera la inversión del 28 de agosto del 2019 al 31 de diciembre del 2020, yo supongo que, estoy suponiendo lo mejor estoy en lo incorrecto, que el pozo Pachil no está considerado o ¿sí está considerado aquí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Doctora, déjeme tratar de contestar ahí las preguntas, efectivamente, recuerdan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que en aquel momento, el año pasado estuvimos viendo algunos pozos que daban casi en el límite de su tiempo en las Asignaciones anteriores y esto fue un riesgo entonces para poderle dar un seguimiento correcto a las actividades, en particular a la perforación de pozos, si dejábamos aquel pozo solamente ocupaba la Asignación 0056, como estaba, cuando terminara pues ya no lo íbamos a ver en ninguna de las nuevas Asignaciones, entonces el acuerdo fue que lo inscribiéramos, digamos, en los nuevos planes para poder darle ese seguimiento, para tenerlos presentes esos pozos que ya habían sido aprobados al amparo de otra Asignación, por eso es que quedan así, quedan en estos nuevos planes para que no se nos pierdan en la transición vaya a parecer que es un pozo perdido, y porque sabíamos que evidentemente iba a terminar en el periodo en que ya estaba viva esta Asignación, esa es la razón por la cual está el pozo. La inversión, pues me gustaría que Jorge nos detallara, me parece que sí está considerada, no sé si Jorge.

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Qué tal, Rodrigo. Buenos días, Comisionados, sí, efectivamente como dice ahí en la diapositiva que estamos viendo, la inversión viene considerada desde el 28 agosto 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020 para el caso del año que viene ahí marcado en la primera columna como 2020, entonces, digo nada más para confirmar, sí viene la inversión de este pozo en el Plan.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, sí viene en la inversión.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea ¿sí viene la inversión y sí viene el pozo, aunque se haya autorizado al amparo del Plan de anterior?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- De acuerdo, la inversión está atada directamente al programa de actividades que vienen el otro, en la otra diapositiva.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, digamos no estamos, lo que quiero aclarar es que no estamos regularizando algo, sino esto ya venía al amparo de un plan anterior y se autorizó al amparo de ese plan anterior y ahorita es simplemente para darle seguimiento pero sí están las inversiones aquí incluidas...

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí están incluidas.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y la actividad por cierto.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- También. Entonces ¿en realidad son dos pozos los que vamos a, o sea, lo que estamos autorizando?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, Doctora, justamente eso es algo tratamos de dejar claro para el seguimiento, si bien el pozo se autorizó al amparo de aquella Asignación, en aquella Asignación que le dio vida no se le va a contabilizar a esa Asignación tampoco a sus inversiones, el pozo y las inversiones de ese pozo, perdón, sí, el pozo como tal, como actividad, y las asociadas al mismo serán contabilizadas en esta Asignación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, y bueno, lo otro es simplemente una observación. A nivel del dictamen está yo creo que es algo incorrecto, dice, que el programa mínimo de trabajo y el programa, o sea el base, aquí el programa base que se está considerando, son iguales y en realidad no es cierto porque aquí el programa, el compromiso mínimo de trabajo es uno, es un pozo y el anexo que se tiene a nivel de la Asignación, se tiene un solo pozo para alcanzar y aquí son tres pozos a perforar, entonces, nos deberían de ser iguales ¿no? hay que corregir por ahí un párrafo en el dictamen que ustedes están manejando para que no quede ese error y que quede ahí a la

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perpetuidad, esa sería otra de mis observaciones, es todo, muchas gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no tengo preguntas, gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Precisamente esta es la lámina nueve, en donde se puede observar que la adquisición, la Huelitli 3D, empezaría en mayo de 2020, esta adquisición que al parecer tiene un costo de casi 90 millones de dólares ¿incluye los 2 mil 242 cuadrados de la Asignación, o es solamente una parte?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Comisionado, no incluye toda la Asignación, si podemos ir a la diapositiva número ocho que es la anterior, quizá no se vea con toda claridad pero ahí está el polígono que es el polígono amarillo que está por la parte central de la Asignación, que va más allá de la Asignación, este es un proyecto sísmico que va a cubrir más de una Asignación pero solamente se está contabilizando lo que está dentro de la Asignación, la parte norte de la Asignación, la parte sur no está cubierta por este estudio, por eso a la izquierda vemos que la adquisición es solamente de 872.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces esto quiere decir que la adquisición sísmica es por más de 90 millones de dólares, solamente se asignan el costo que le corresponde a la asignación de Comalcalco AE-0141 ¿sí, verdad?

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí se ve que parte de este estudio sísmico de la adquisición y procesado, incluye la perforación de pozos que ya están dándose, como el Pachil ¿no? ¿No se supone que es al revés? ¿Qué primero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entregan la sísmica y después se decide perforar pozo o cuál es la lógica?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, efectivamente pareciera ser algo contradictorio, no obstante, esos prospectos ya fueron dados con unas versiones sísmicas de estudios anteriores, si nos vamos a las seis, que es donde están los antecedentes, ahí vemos que ya hay otros estudios sísmicos ya se hicieron en el pasado y que son justamente los que soportaron en su momento las perforaciones de estos pozos. Entonces esta prueba sísmica justamente le dará vida a esa etapa de seguir evaluando el potencial de esta zona, de buscar nuevos prospectos, esa sería lo que estaría haciendo el asignatario para buscar extensiones de plays, entonces es parte de lo que seguirían explorando.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, efectivamente había información sísmica y geofísica que les permitió definir esos pozos y esos finalmente van a ir afinando toda esa información, ya tienes información real, después de hacer los ajustes en profundidad, etcétera. Pero parece que el comentario es muy certero en el sentido de que la medida que tengan más sísmica pues va a tener menor riesgo para la perforación de nuevos pozos, nuevos pozos exploratorios definidos en el área de Asignación AE-0141 y la otra cuestión es ¿nos podrían hacer comentarios acerca del costo de los pozos?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Claro que sí, Comisionado, del análisis que nosotros hicimos con base en las referencias internacionales que tenemos, digamos considerando las profundidades, el tipo de pozo, las características tanto de profundidad como de digamos, las características ya sea si es de gas asociado o de aceite, lo que estamos observando es que siete de los ocho pozos que están planificados tanto para el base como para el incremental, estamos detectando sobrecostos, de manera similar a lo que estamos haciendo en las otras Asignaciones exploratorias de Pemex, estamos recomendando al asignatario que revise los contratos, que revise la procura, los procedimientos de procura que llevan a cabo dado que esa es alguna de las razones que nos manifiesta el propio asignatario debido a que existen estos contratos discretos que están utilizando, además de

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que no tiene la disponibilidad de los equipos de perforación para hacer el espaciado de, digamos, de las actividades de perforación y determinación, entonces, en ese sentido digamos el diagnóstico que nosotros hacemos es siete de los ocho nos quedan por arriba del rango y hacemos las recomendaciones que hemos estado haciendo para estas Asignaciones de exploración.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, por mí es todo, Comisionado Presidente, gracias.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada, Presidente, muchas gracias, ningún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.-Muy bien, gracias, Comisionado. De no haber más comentarios pido al Secretario Ejecutivo dé lectura la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.22.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141-Comalcalco.

ACUERDO CNH.E.22.001/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones, I, III, X y XXVII; artículo 38, fracciones, I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 7, fracción III y artículo 44



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción I 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 el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0141 Comalcalco.

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 Cibix-201EXP.

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 ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, 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 RICARDO BASURTO ORTIZ.- Muchas gracias, buenos días, Comisionada, Comisionados, efectivamente traemos a su consideración los elementos técnicos generales para una solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Cibix-201. La siguiente lámina, vamos a observar el fundamento jurídico para este acto administrativo, el cual se basa en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y los Lineamientos de perforación de pozos, la siguiente lámina vamos a ver en la línea de tiempo empleada para atender a esta solicitud de autorización de la perforación del pozo, la cual inició a partir del 15 de abril del 2020



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con el ingreso a la Comisión de, por parte del operador de esta solicitud, hubo una prevención de información del 28 de abril y el operador atendió el día 30 de abril, y por ende pues traemos a su consideración estos elementos generales.

En la siguiente lámina vamos a ver los datos técnicos generales de esta solicitud de autorización de la perforación del pozo y lo que podemos ver en el mapa que se muestra en la parte derecha superior de la lámina es precisamente la ubicación dentro de la Asignación a la que corresponde, la Asignación AE-0141-Comalcalco cuyo Plan de Exploración acaba de ser sometido a consideración de este Órgano de Gobierno, y para efecto de este pozo estamos señalando en el punto rojo la ubicación geográfica muy cercano al pozo Navegante, a los pozos de Amatitlán y Girasol, los cuales estos tres últimos fueron considerados como pozos de correlación para la determinación de la columna geológica por su cercanía, no obstante que estos pozos llegaron a más profundidad de la que está programada para el pozo Cibix-201, estos pozos, Navegante, Girasol y Amatitlán tuvieron objetivos en plays del Mesozoico y este pozo Cibix-201 tienen objetivos en plays del Terciario. Como se puede también observar en el mismo mapa, se tienen campos análogos como es Tintá, Ayapa y Cibix y directamente el pozo Cibix-1 fue utilizado como pozo análogo en términos de yacimientos debido al reciente descubrimiento en el Mioceno Superior para el pozo Cibix-1, no obstante el pozo Cibix-201 presenta objetivos relativamente más someros en términos cronoestratigráficos, estos son del Plioceno Inferior, dentro del Plan de Exploración que se acaba de presentar este pozo forma parte de los tres pozos a ser perforados dentro del escenario base y en términos de los Lineamientos de perforación de pozos, el pozo se clasifica como pozo exploratorio de nuevo yacimiento cuyo código le corresponde el 103, como ya hemos mencionado, el objetivo geológico es en el Plioceno Inferior, es una secuencia que de areniscas que se distribuyen en un intervalo de 833 a mil 453 metros verticales bajo la mesa rotaria y de los cuales se va a seleccionar un intervalo dependiendo de la perforación, de los resultados de la perforación del pozo.

Dentro del objetivo geológico se estiman condiciones de presión y temperaturas normales, alcanzando valores de 58°C y para la presión, mil 706 libras sobre pulgada cuadrada, esas serían condiciones de fondo al nivel de los objetivos geológicos. Para este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caso se espera aceite mediano de 29 grados API a diferencia del campo Cibix que se descubrió aceite ligero de 37 grados API en el Mioceno Superior, el pozo será perforado con una trayectoria direccional tipo J, esta trayectoria obedece a la ubicación en superficie pero también a la configuración estructural o al tipo de hachado que se presenta dentro de las secuencias crono estratigráficas del Plioceno Inferior y más adelante vamos a ver la razón por la cual el operador optó por este tipo de trayectoria. El pozo alcanzará una profundidad de mil 513 metros verticales y referidos a la mesa rotaria y una profundidad debida a la trayectoria de dos mil 174 metros desarrollados. Para la ejecución de estas actividades se estima una inversión del orden de 9.7 millones de dólares, de los cuales 7.5 corresponden a la perforación y 2.2 millones de dólares corresponden a la ejecución. El programa de ejecución de estas actividades comprende un periodo de 62 días, 35 días van a ser considerados para la perforación y 27 días van a ser considerados para la terminación, resaltando aquí que la terminación del pozo considera una sola prueba de producción, entre los intervalos que se evalúe, sólo una prueba de producción va a ser considerada y esta va a tener una duración aproximada de 10 días.

Para la ejecución de estas actividades se va a ocupar un equipo de perforación denominado PM-1385 el cual cuenta con una potencia de mil 500 Hp, una capacidad de carga de 340 toneladas, una capacidad máxima de perforación de 4 mil metros y un sistema de preventores de 5 mil libras sobre pulgada cuadrada, en relación al equipo de perforación con la información técnica y con el análisis de los requerimientos técnicos que son necesarios para la perforación, el equipo se considera adecuado dado que la capacidad de carga va a ser demandada al 70% y la capacidad de potencia cerca de su 56%, además la máxima presión que se espera en el cabezal son mil 835 libras sobre pulgada cuadrada, dadas las condiciones del yacimiento y el sistema de preventores sería suficiente para estas actividades.

En la siguiente lámina, vemos una descripción general del prospecto –por favor, si podemos pasar a la siguiente lámina– en el que se tiene una descripción de la trampa, la trampa es de tipo combinada representado por un anticlinal con dirección suroeste noreste, el cual está representado en el mapa estructural que se presenta en la parte central de la lámina y presenta cierre natural

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en todas las direcciones excepto en su flanco noreste, en el flanco noreste presenta un cierre estructural, un cierre por falla normal, el cual digamos, se forma en sectores estructurales debido a la influencia de la falla regional de Comalcalco, esta influencia la podemos ver en la sección sísmica que se muestra en la parte izquierda de la pantalla y precisamente forma parte de los argumentos técnicos que el operador petrolero presentó para establecer la relación geológica entre el descubrimiento Cibix-1 y la localización Cibix-201. Como se puede ver dentro de esa misma línea sísmica, si vemos de manera general el bloque al que pertenece el pozo Cibix-201, es un bloque adyacente a nivel del Mioceno Superior para el descubrimiento Cibix-1. La única diferencia que aquí encontramos es que en la posición del Cibix-201 pues no se va a alcanzar la profundidad del Mioceno Superior sino que los objetivos se distribuyen estratigráficamente más someros quedándose sobre el Plioceno Inferior. En la lámina, en esta misma lámina en la parte izquierda se presenta también una línea sísmica más a detalle para los objetivos geológicos en el que se observa la interpretación de los intervalos de interés, también se observa la trayectoria vertical del pozo Navegante-1DEL el cual sirvió como de correlación directa para la columna geológica e incluso se vieron unas manifestaciones de hidrocarburos que están marcadas con las estrellas amarillas y que dan certeza o certidumbre a la estimación de los recursos y a la distribución lateral de la trampa. También se ve en esa misma línea sísmica la trayectoria del pozo, la cual será casi paralela a una falla normal que será atravesada por el mismo pozo y la cual sirve como trampa para la acumulación de posibles hidrocarburos y que está directamente relacionada, o que su relación se interpreta directamente a través de las anomalías sísmicas que se pueden visualizar, y por ende el operador petrolero está identificando una secuencia de ocho posibles arenas de las cuales una será seleccionada para la prueba de producción.

En la siguiente lámina vamos a revisar el diseño del pozo, el diseño del pozo básicamente se puede describir a través de su columna litológica que se presenta en el diagrama desde la izquierda, el modelo geomecánico el cual presenta las curvas de presión de poro, colapso, la ventana operativa que es digamos el rango en el que se puede mover la densidad del fluido de perforación entre la presión de poro y el gradiente de fractura considerando también



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el esfuerzo mínimo y el esfuerzo máximo horizontal y el gradiente de sobrecarga. También tenemos la columna geológica que se muestra en el siguiente diagrama y los estados mecánicos, el estado mecánico principal y el estado mecánico establecido para la mitigación de riesgos. El estado mecánico básicamente se fundamenta en tres posibles etapas, la etapa superficial que consta de una tubería de revestimiento de 9 5/8 de diámetro y con la cual se pretende aislar los posibles acuíferos superficiales e incluso atravesar la falla normal, cerca de la profundidad de la tubería de revestimiento que se está mencionando, que es de 926 metros, se está considerando atravesar esta falla, construir el ángulo para la desviación del pozo en su trayectoria y bueno, también se estaría cerca de la cima de los posibles yacimientos. En la siguiente etapa, sería una etapa de una tubería de revestimiento de siete pulgadas con la cual se establecería el posible contacto con los posibles yacimientos a seleccionar uno para la terminación del pozo.

El escenario de mitigación de riesgos considera que la tubería de revestimiento superficial, la de 9 5/8, deba de ser asentada de manera anticipada a la profundidad de aproximada de 600 metros y esto debido a posibles eventos que tienen que ver con la estabilidad del agujero en principio relacionado con las primeras secuencias del Plioceno Superior en las cuales se presentan unas secuencias de arenas poco consolidadas, además les permitiría atravesar la falla con la tubería de revestimiento de siete pulgadas, pero la cual también tendría que ser asentada de manera anticipada y por ende utilizar una tubería de contingencia, un *liner* de contingencia de cinco pulgadas y poder alcanzar la profundidad total programada.

Finalmente, en la siguiente lámina, presentamos una serie de conclusiones y –por favor en la siguiente lámina– entonces, la primera conclusión es que el pozo Cibix forma parte de las actividades del escenario base del Plan de Exploración y fue presentado como un pozo en bloque adyacente al campo Cibix, el cual fue productor en el Mioceno Superior y cuya relación geológica se interpreta a partir del alineamiento estructural causado por un sistema de fallas extensionales relacionadas con la falla regional de Comalcalco. De acuerdo con la interpretación sísmica y el análisis petrofísico preliminar el objetivo geológico comprende una secuencia de ocho areniscas de espesor variable,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las cuales también son variables en su distribución lateral y de las cuales el operador petrolero seleccionó un posible intervalo de 32 metros desarrollados de espesor, en ese intervalo que se muestra de mil 493 a mil 525, aquí cabe mencionar que esta determinación es una determinación preliminar y se basa en un análisis petrofísico realizado sobre cada una de estas arenas, lo anterior obviamente sólo podrá ser confirmado con el análisis y evaluación de la información que se obtenga de la perforación del pozo.

Otra conclusión es que el diseño de la perforación se considera adecuado en relación con la ventana operativa y la columna litoestratigráfica considerada por atravesar, como ya se describe una lámina anterior, y el escenario de contingencia prevé la necesidad de aceptar de manera anticipada una de las tuberías de revestimiento y por ende en la siguiente etapa, por ello se considera una etapa adicional que alcanzaría la PT asentando el *liner* de contingencia a la última profundidad programada. Finalmente del análisis de la información técnica remitida por el operador petrolero, no se observaron elementos geológicos de diseño de integridad del pozo que impidan o limiten su perforación y aquí me gustaría hacer un comentario adicional relacionado con lo que se vio para la aprobación del Plan de Exploración, también en el pozo Cibix-201 se traslapa con un área de extracción pero, sin embargo, con el análisis que se presentó por parte de Dictámenes de Exploración y el análisis que se presentó por esta dirección, no se observa que ese traslape tenga alguna digamos, alguna limitación en relación con las actividades ejecutar. La siguiente lámina solo se presenta a la propuesta de acuerdo y por mi parte sería todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ingeniero Basurto. No sé si puedan ir a la lámina de los costos ¿la del pozo? No presentaron, es que tenía una pregunta de los costos, donde viene 7.5 de perforación, 9.7 totales ¿este es el costo que tenían en el Plan inicialmente?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es, las inversiones en el plan están alineadas con las inversiones que se consideraron en una solicitud de autorización de la perforación del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Porque yo tengo reportado que está un poquito arriba del rango, los costos ¿o cómo lo tienen ustedes?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es, la parte de evaluación económica que nos proporcionan dicen que está que está por encima del rango, permítanme informarles cuál fue el dato que nos proporcionaron, un segundo. Así es, de acuerdo con la evaluación económica el costo en el rango superior está por encima de 6, está en el orden de 6.538 millones de dólares, ese es el rango superior estimado para este tipo de pozo y nosotros tenemos un costo total de 7.54 millones de dólares, está aproximadamente un millón de dólares por encima del rango máximo que evaluación económica estimó para este tipo de pozos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pensé que era un poco más, aunque este es un pozo, esta es una Asignación y no de recuperación de costos como quiera creo que es importante hacer ahí una mención. Está bien. No tengo otro comentario ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, yo tengo, bueno, en la primera, en la que dicen que se traslapa con un área, en área superficial quizás sí se traslapan pero no a nivel de la formación, entonces, no hay traslape.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente para aclararlo. Ok, quizá esta que acaban de pasar, yo sí, no tenía ningún comentario pero cuando pusieron los tiempos que tiene sacada el operador y la CNH, yo simplemente tengo ahí un comentario, en realidad la CNH tomó más tiempo de lo que normalmente estaba tomando, porque está autorizando, las autorizaciones de los pozos están siendo muy rápidas pero sí hay que decir y no se dijo en este en este caso, que no se podía autorizar este pozo porque no se tenía presentado el Plan de Exploración que se acaba de autorizar y yo creo que sí es importante decirlo dado que si fuéramos muy rigurosos, este pozo se debió de haber presentado una vez que se tuviera autorizado el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Exploración y ahí empezar los tiempos para poderlo evaluar y autorizar, entonces en realidad se recibió el trámite el 15 de abril, sin tener la autorización del Plan que se acaba de hacer el día de hoy y de una forma paralela se fue haciendo el trámite de autorización del pozo y hasta el día de hoy se pudo autorizar debido a que pues hasta hoy se pudo manejar la autorización del Plan, entonces en realidad los días que se tomó en esta autorización, desde luego hay una parte que sí es por la evaluación que se tuvo que realizar, pero gran parte también fue esperando a que se tuviera la autorización del Plan de Exploración que se acaba de realizar hace unos momentos y eso sí es importante decirlo, yo no tengo otro comentario a muchísimas gracias, Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás recalcar algo que dijo la doctora Alma América, el análisis de este plan existía ya, pero no podía ser presentado porque no estaba aprobado Comalcalco, entonces para que se apruebe un pozo se tiene que aprobar el Plan de Exploración primero, entonces como que estaba esperando a que se aprobara el plan de Comalcalco y por eso hay esa espera, que era innecesaria en el sentido que lo menciona la doctora Porres, era lo único, gracias Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Ponemos la lámina cuatro, por favor. En lo que la van poniendo, los mejores deseos para que este pozo sea muy rentable para Petróleos Mexicanos. Lo primero es anotar que los costos estimados son casi 10 millones de dólares, eso son más de 200 millones de pesos, es un pozo somero que no tiene muchas complicaciones pero finalmente requiere gran especialidad, que haya técnicos y empresas, que es clave en la forma adecuada, entonces, la primera pregunta es ¿de estos 9.7 millones de dólares, están considerando el estado mecánico con la mitigación de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

riesgos o es el estado mecánico normal? porque nos presentaron dos ¿esto a qué se refiere, el costo a qué se refiere? que no es el costo, más bien es como la inversión pero bueno ¿estos 9.7 millones de dólares consideran el estado mecánico con mitigación de riesgos que nos plantearon? ¿sería el peor escenario?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es, el estado mecánico, digamos en los documentos de planificación del pozo, que son los VCDs, están considerando desde la etapa de conceptualización, tiempos y costos basados en los principales escenarios de contingencia que ellos le llaman mitigación de riesgos, entonces, sí está considerado de esa manera.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces quiere decir que si no hubiera necesidad de asentar la tubería de revestimiento antes, la segunda vez ¿el pozo podría ser más barato?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Si, precisamente por ello establecen de rangos de variación para la estimación de costos más-menos 20% en las etapas finales de la planificación del proyecto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. El otro comentario es los pozos de correlación ¿Por qué no está el Navegante-IDEL en la lámina? como pozo de correlación. En la explicación que teníamos, el ingeniero Basurto nos comentó que se utilizó en información de Navegante-IDEL para, de alguna forma, tener seguridad de la posibilidad de hidrocarburos en este Cibix ¿aquí por qué no está como un pozo de correlación para hacer el diseño de la perforación? Dado que el Navegante-IDEL es el más cercano, más cercano que el propio Amatitlán que es el que está aquí definido como un pozo de correlación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, doctor, en la lámina es una omisión haber no puesto el pozo de correlación en la tabla que se ve pero, sin embargo, siempre es considerado. Sí, sí, por la cercanía no se puso la distancia, no se puso en esta lámina de las distancias pero sí es considerado pozo de correlación, incluso en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

siguiente lámina se había mencionado que el pozo Navegante-1DEL pues fue directamente el que dio cierta certeza a la presencia de los posibles intervalos productores dado que a esos niveles encontró manifestaciones de hidrocarburos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Este es un equipo de Pemex, verdad? ¿es de Pemex, verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por mí, es todo, muchas gracias.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, Presidente, ningún comentario, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, de no haber otros comentarios 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:

RESOLUCIÓN CNH.E.22.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos para la realizar para la perforación del pozo exploratorio terrestre Cibix-201EXP.

ACUERDO CNH.E.22.002/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII y el artículo 38, fracción III de la Ley de los Órganos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Cibix-201-EXP.

II.3 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 Nipxi-1EXP.

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 Comisionado Ponente quien solicitó hacer un comenario antes de la exposición del tema.

"COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias, Secretario Ejecutivo, gracias, colegas. El propósito de esta introducción es traer a la mesa que el proyecto de resolución, es un proyecto en sentido negativo, entonces yo quisiera motivar, espero que con suficiencia, la razón de esta negativa, es ya lo dijo el Secretario Ejecutivo, es la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación de un pozo exploratorio Nipxi-1EXP. Este pozo está previsto en la Asignación de AE-122 Tampico/Misantla que al igual que la Asignación, del Plan de la Asignación que recientemente aprobamos fue otorgado por la Secretaría de Energía el 28 de agosto del 2019, el Plan de Exploración fue aprobado por este Órgano Regulador el 5 de diciembre del año pasado y la solicitud de perforación de este pozo en específico, nos la hizo el operador el 24 de febrero de este año. Y la razón fundamental por la que el proyecto es en sentido negativo obedece a dos cosas que están sustentadas

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

jurídicamente a nuestros Lineamientos de perforación, primero es que los operadores únicamente pueden solicitar las autorizaciones de perforación de pozos que están contemplados en el Plan y segundo, y muy relacionado con este primero, es que el objetivo de la perforación de dicho pozo tiene que estar alineado al propio Plan de Exploración, en el Plan de Exploración aprobado, insisto, el 5 de diciembre del año pasado este pozo Nipxi-1EXP era un pozo vertical que tenía como objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano a una profundidad de 3 mil 367 metros, insisto, con una trayectoria vertical, no obstante, la solicitud que ahora nos presenta el asignatario para llevar a cabo la perforación de este pozo, va a un horizonte distinto, va a un horizonte más somero, es un horizonte en el Cretácico Medio de 2 mil 280 metros y tiene una trayectoria desviada, una trayectoria tipo J, algunos dirían que es un pozo realidad horizontal, es una cuestión, hasta donde me explicaron que tiene que ver con el ángulo de inclinación, si eso es así, el pozo en realidad no será horizontal pero lo cierto es que está desviado por más de un kilómetro y se acerca en esta desviación a un pozo Tablón-1, que en su momento fue un pozo que descubrió hidrocarburo en el Cretácico Medio y con esta desviación que tendría el pozo Nipxi-1EXP se acerca a 200 metros del pozo Tablón-1 que, insisto, en su momento fue un pozo que descubrió hidrocarburo, si bien no lo llevaron a pruebas de extracción porque tuvieron un accidente mecánico pero digamos por todas estas razones es que la ponencia a mi cargo, lo estima, es claramente un pozo distinto, lo estima desde luego con base en el dictamen de la Unidad Técnica de Exploración y de su Supervisión, que es un pozo distinto el que el operador nos presentó como para poder autorizar esta perforación respecto del pozo que estaba contenido en el Plan, rápidamente reitero, el pozo en el Plan iba al Jurásico Superior Kimmeridgiano en una trayectoria vertical, la solicitud específica para perforar el pozo va a un horizonte más somero, en el Cretácico Medio más o menos, un kilómetro de diferencia y en superficie el pozo en el Plan estaba a 4 kilómetros del pozo Tablón-1, que en su momento descubrió esta solicitud de perforación en específico se recorre a un kilómetro del pozo y cuando la dirección es hacia el pozo Tablón-1 pues prácticamente se toca y ahí que claramente creo que son dos pozos distintos y esa es la razón por la que el proyecto que estaremos sometiendo a su consideración es negativa. Ahora para entrarle a los detalles del análisis pues me van a hacer favor,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entiendo el Ingeniero Israel Hernández, de exponer el tema y pues yo desde luego estoy a sus órdenes si hubiera alguna pregunta, alguna inquietud. Muchas gracias, Presidente, gracias, colegas, adelante, Israel.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Pimentel. Adelante.

A continuación el Comisionado Presidente dio la palabra al INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ 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 ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Buenos días, Comisionada, Comisionados, con la venia del Comisionado Presidente, traemos a consideración este asunto de la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Nipxi-1EXP. En la lámina que tenemos se presenta el fundamento jurídico en el que se sustenta esta solicitud, es el mismo fundamento de la solicitud anterior por lo que me voy a permitir pasar a la siguiente lámina.

Tenemos la línea del tiempo de la solicitud de autorización de esta perforación, tenemos que la solicitud ingresó el día 24 de febrero de 2020, se efectúa la revisión documental de esta información y se emitió un documento de prevención el día 9 de marzo de 2020, el día 17 de marzo el operador Petróleos Mexicanos atendió a esta prevención, cabe mencionar que el día 20 de marzo inició el periodo de suspensión de los plazos en la CNH a partir del 23 de marzo de 2020, ahorita, 4 de junio estamos presentando este asunto ante el Órgano de Gobierno. En la siguiente lámina vamos a ver lo que son los datos generales de esta solicitud como ya lo comentaba el Comisionado Pimentel, esta corresponde al Plan de Exploración de la AE-0122 de Tampico Misantla, esta perforación del pozo estaba contemplada en el escenario incremental de este Plan de Exploración, este pozo se ubica de dentro de (...) a 17.08 kilómetros al suroeste de Metlatoyuca-Puebla, los pozos más cercanos son el Tablon-1 el cual está a 1.05 km al sur, Pankiwi-1EXP a 3 kilómetros al suroeste y Montería-1 a 4.76 km. El objetivo, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

único objetivo geológico en la solicitud de autorización de perforación es incorporar reservas de hidrocarburos en carbonatos fracturados del Cretácico Medio de la formación Tamaulipas Superior esto a una profundidad total de 2 mil 330 metros verticales bajo el nivel del mar y 2 mil 560 metros verticales bajo la mesa rotaria. Por ser un pozo proyectado direccionalmente estaría 3 mil 115 metros desarrollados, esto mediante una trayectoria de tipo direccional de alto ángulo de 61 grados con un máximo de 193 grados y un desplazamiento de mil 149 metros con respecto a la vertical, aquí podemos ver los objetivos que se tenían programados para lo que era el Plan de Exploración que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano a 3 mil 367 metros, el tipo de trayectoria que teníamos para el pozo que esta es de tipo vertical y la profundidad total programada a 3 mil 400 metros verticales. Pasamos a la siguiente lámina por favor.

Bueno, la siguiente lámina, lo que vamos a ver es una comparativa de dos líneas sísmicas, estas líneas corresponden a lo que es la ubicación del pozo Nipxi y en el Plan de Exploración y la ubicación del pozo para la solicitud de autorización de perforación. Del lado izquierdo de la lámina podemos ver la línea sísmica correspondiente al Plan de Exploración, donde se puede apreciar la, en el punto rojo la ubicación del pozo Nipxi y su trayectoria vertical hasta el objetivo geológico a 3 mil 400 metros en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, esto lo podemos apreciar mediante las líneas de color azul, se observa el espesor, verdad, de estas edades y tenemos que el objetivo estaba hacia la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano. También podemos ver en la parte superior de la lámina que la distancia que hay entre estos dos pozos Tablón-1 y Nipxi-1 era de 4 kilómetros para la solicitud, bueno, para el Plan de Exploración, entonces si pasamos del lado derecho lo que podemos ver es la ubicación del pozo de la solicitud de autorización, pero ya lo que podemos apreciar es que ya únicamente hay una distancia de un kilómetro y una trayectoria direccional en tipo J, lo que estábamos comentando, es una trayectoria de tipo de alto ángulo con 60 grados de inclinación, apreciamos la trayectoria de la tipo J y lo que podemos ver también es de que el objetivo ya está orientado a la formación del Cretácico Medio, eso lo podemos distinguir por estas líneas en color verde en diferentes tonalidades cómo va hacia este cretácico medio. También lo que llama la atención o lo que tenemos en esta

C7.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lámina es de que en este pozo, Tablón-1, fue dirigido a lo que fue Jurásico Superior, fue un pozo más profundo y en él se efectuó una prueba de producción pero a nivel Jurásico, sin embargo, esta prueba de producción no pudo ser exitosa debido a un daño en la formación y a que hubo un accidente mecánico, en específico un pescado a esa profundidad, hay indicios de presencia de hidrocarburos y se tomaron núcleos en el Cretácico Superior y en el Cretácico Medio, sin embargo, el operador, este pozo fue cabe mencionar que fue perforado en 1974 y lo que nos menciona Pemex es que, bueno, son localizaciones que mediante la información lograron estar dentro de una carpeta para hacer ubicaciones exploratorias, no se tienen descubrimientos o pozos registrados para ese año en esa misma zona. Pasamos a la siguiente lámina, por favor.

Respecto a la evaluación de la solicitud de la autorización como ya lo comentaba el Comisionado Pimentel, conforme a los artículos 27 fracción primera y 32 fracción primera de los Lineamientos de Perforación de Pozos, las solicitudes de autorizaciones de perforación presentadas por los operadores petroleros deben demostrar que los objetivos de la perforación del pozo se encuentran alineados al Plan de Exploración vigente que los contiene, esto en los siguientes términos, respecto a los requisitos de la solicitud de autorización se tiene el artículo 27 de los Lineamientos donde menciona que los requisitos de la solicitud deben contener los objetivos de la perforación del pozo alineados al Plan o Programa aprobado según corresponda y respecto a los criterios para el otorgamiento de una autorización el artículo 32 dice de los criterios de evaluación para el otorgamiento de una autorización, la Comisión otorgará o negará las autorizaciones con arreglo a los siguientes criterios de resolución y viene que la acreditación del cumplimiento de los requisitos referidos en el artículo 27, así como en su caso de los artículos 28 y 29 de los Lineamientos, deben de ser cumplidos y acreditados. Pasamos a la siguiente lámina, por favor.

En la siguiente lámina tenemos que derivado de la revisión documental de la información entregada se observaron diferencias con respecto al objetivo geológico propuesto en la solicitud de autorización de perforación en relación con el Plan de Exploración vigente, dado que esta tiene como único objetivo geológico incorporar reservas de hidrocarburos y probar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

potencial petrolero del play carbonatos fracturados del Cretácico Medio, el cual es totalmente distinto al play Jurásico Superior Kimmeridgiano documentado en el citado Plan de Exploración aprobado para este prospecto, en consecuencia la solicitud propuesta por el operador petrolero no está alineada a los objetivos establecidos en el Plan de Exploración autorizado por lo que corresponde a un pozo diverso al que se encuentra previsto en dicho Plan de Exploración, la solicitud no es acorde con lo establecido por el artículo 27 primer párrafo fracción primera y por tanto no cumple con el criterio establecido en el artículo 32 fracción primera de los Lineamientos de Perforación de Pozos. En la siguiente lámina vamos a ver lo que son las consideraciones iniciales que se deben de seguir para que una solicitud de autorización sea procedente. Tenemos que antes de solicitar la autorización para la perforación de un pozo este deberá asegurarse de que se cuente con los derechos de exploración de los objetivos geológicos en su Asignación o área contractual, debe de existir un Plan o programa aprobado por la Comisión, el pozo esté alineado con las características técnicas específicas en su Plan o Programa vigente, tenemos que de no cumplir con alguno de los preceptos anteriores previamente a la solicitud de autorización del pozo se debe de considerar modificar el Plan o Programa inicialmente aprobado o reconsiderar el diseño del pozo y hacer uso de las ventajas técnicas que ofrecen los Lineamientos de Perforación de Pozos a los operadores petroleros identificando cuál sería la más conveniente para alcanzar los objetivos geológicos correspondientes. Por lo que presentamos esta propuesta de acuerdo que, con fundamento en los artículos 36, fracción primera de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 13, fracción novena, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos se propone al Órgano de Gobierno: uno, negar la solicitud para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Nipxi-1-EXP, al no contar con los elementos técnicos que permitan acreditar en la perforación del pozo se encuentra alineada al objetivo del Plan de Exploración vigente, éste aprobado apenas el pasado 5 de diciembre de 2019; y dos, dejar a salvo sus derechos para presentar una nueva solicitud de autorización siempre y cuando la misma se encuentre alineada a los objetivos que tiene aprobados en el Plan de Exploración vigente, ello de conformidad con lo dispuesto en los

(7).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

artículos 27 y 32 de los Lineamientos de Perforación de Pozos. Esto sería todo por mi parte, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Disculpen pero estaba en silencio. Gracias, Ingeniero Hernández ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sin comentarios, Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pudieran aclarar un poquito el punto dos? ¿Qué requisitos habría que tener para presentar la nueva solicitud de autorización? ¿Se requeriría un nuevo Plan aprobado?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, de hecho sí hay una, el operador Petróleos Mexicanos después de la prevención iba a presentar la modificación a su Plan, al AE-0122, sin embargo, ahorita a la fecha no se ha presentado a esta modificación, esta podría ser una de las opciones que los objetivos geológicos que tenían contemplados en el Plan se alineen al objetivo de la perforación del pozo.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias. Ninguna otra pregunta, gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios. Bueno, no sé si estaba abierto el micrófono.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah! perdón, no escuché. Disculpe, Comisionado, no lo había escuchado, estoy teniendo un poquito de fallas en el audio. Yo sólo comentar que, bueno, este caso lo estudiamos los Comisionados a profundidad, lo hemos platicado porque definitivamente no es nuestro deseo negarle a ningún operador autorizaciones para trabajar, para hacer pozos y avanzar, no es un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

deseo pero nosotros tenemos Lineamientos y una normatividad que seguir que nos obliga, aunque la consideremos obviamente y nos atenemos a ella. El operador tiene otras opciones que hacer antes que la que hizo, digamos que es un error aquí de pasos, de cómo se presenta, se debió primero hacer la modificación del Plan de Exploración y después presentar el pozo para que estuvieran alineados uno con el otro, sé que a los operadores este hecho de modificar los Planes pues les resulta algo tedioso pero es un paso que no se puede, que no nos podemos brincar, así se hicieron los Lineamientos, así se conformó la operación del sector de hidrocarburos y la regulación misma y bueno, no veo mayor asunto pero es entendible la postura del área técnica dado que se intentó varias veces hacer saber también esta situación y, bueno, no se pudo presentar diferente, si no hay otro comentario Comisionado Pimentel, no sé si tenga algún otro comentario.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, ninguno Presidente, muchas gracias a todos.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ningún comentario, Presidente, muchas gracias, ningún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De no haber ningún otro comentario, pido al Secretario Ejecutivo de lectura la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.22.003/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve sobre la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Nipxi-1EXP presentada por Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.22.003/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII y el artículo 38, fracción III 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 y el artículo 32 de los Lineamientos de Perforación de Pozos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se niega a Pemex Exploración y Producción la autorización para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Nipxi-1-EXP.

II.4 Asesoría y opinión técnica a la Secretaría de Energía, respecto de las Asignaciones AE-0154 Chalabil y AE-0151 Uchukil.

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 ingeniero Miguel Ángel Ibarra Rangel, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“SECRETARIO EJECUTIVO, LICENCIADO FERNANDO RUIZ NASTA.- Pueden activar el audio por favor, el sonido del micrófono al expositor. No escuchamos al ingeniero Ibarra. Presidente, si no podemos escuchar al expositor designado no sé si nos autorice a que algún otro colega de la Unidad pueda hacer la presentación, podría ser el ingeniero Castellanos o el jefe de la unidad, el Ingeniero Julio Trejo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pues vamos a darles un par de minutos, a ver si logran logra normalizarse y si no que Julio determine quién hace la presentación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes, por aquí el ingeniero Francisco Castellanos, no sé si me escuchan a mí, yo pudiera dar la presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, Maestro Castellanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias, buenas tardes, Comisionados y todos los que están presentes de forma remota. Como se comentó vamos a presentar los resultados del análisis de la información que nos mandó a la Secretaría de Energía sobre lo que es el compromiso mínimo de trabajo, sobre lo que es el área de extracción de las Asignaciones Chalabil y Uchukil, como se muestra en pantalla. Adelante.

Esta opinión se hizo con el fundamento jurídico de la Ley de Hidrocarburos, el reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la LORCME y considerando lo establecido en los nuevos títulos de Asignación. Adelante. Tenemos que esta solicitud de asistencia y opinión técnica por parte de la SENER ingresó a la Comisión el 20 de marzo de este año 2020 y estamos emitiendo la opinión técnica el día de hoy, 4 de junio de 2020. La siguiente por favor.

Bueno, como antecedentes tenemos que estos títulos de Asignación son los nuevos que se dieron de exploración y extracción a partir del 28 de agosto de 2019, por parte de la Secretaría de Energía a Petróleos Mexicanos y tienen una vigencia de 30 años, para este caso la Secretaría solicitó asesoría y opinión técnica a la Comisión para proporcionar una propuesta de contenido mínimo de trabajo y lo que sería la configuración espacial del área de Asignación en una retícula de 30 x 30 correspondiente a los campo y la modificación del anexo 2 del título de Asignación que se refiere al compromiso mínimo de trabajo.

En el caso de la Asignación Chalabil tenemos que esta tiene un área de 16.21 kilómetros cuadrados, sus formaciones geológicas están enfocadas al Mioceno Superior y se tiene que esta opinión se tuvo mediante las resoluciones que se muestran en pantalla, y en el caso de Uchukil es una Asignación que tiene 46 kilómetros

Handwritten signature and initials.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuadrados, está enfocada en las formaciones geológicas el Mesozoico y Cretácico Medio Superior y este igualmente se autorizó el Plan de Desarrollo mediante la resolución que se está mostrando en pantalla y el acuerdo. La que sigue por favor.

Estos dos campos ya son Asignaciones que tienen aprobados sus planes de extracción, en este caso lo que estuvimos nosotros revisando es que mediante el acuerdo CNH.E.68.022 de 2019, el 19 de noviembre la Comisión paró a la Secretaría de Energía lo referente a los vértices del polígono de la Asignación AE-0154 Chalabil y estas vértices corresponden a los que estamos mostrando, la tabla de la izquierda de la lámina, esta como antecedente también lo que es la Asignación Chalabil lo se refiere ya al área de extracción del campo Hok. La que sigue por favor.

Está contenido en ambos vértices. Esto es cómo quedaría la configuración espacial, un formato *shape*, de lo que es el área de Asignación ya ajustada con la gradícula de 30 minutos por 30 minutos correspondiente a lo que sería el área de extracción del campo Hok, que es el área que se ve en color naranja más fuerte dentro de todo lo que sería el contorno de los vértices del área de exploración de toda esta Asignación Chalabil. La que sigue por favor.

/

Igualmente para lo que es el caso de la Asignación AE-0151 Uchukil con el acuerdo CNH.E.61.001/19 del 15 de octubre de 2019, la Comisión validó las coordenadas de los vértices del polígono de esta Asignación y con esto también definimos lo que era el área de extracción que está contenida dentro de todo el polígono de esta Asignación, que es la que se autorizó y se aprobó para lo que es el plan de desarrollo para la extracción del campo Suuk. La que sigue por favor.

f

En esta lámina lo que vamos a ver igualmente es la configuración espacial en formato *shape* del área ajustada en una gradícula de 30 por 30 minutos correspondiente al campo Suuk. Igualmente el campo Suuk se puede ver en la parte izquierda dentro del mapa, la parte superior del contorno de la Asignación es el área de color naranja más fuerte y en medio tenemos también otra Asignación en color, más bien es un área contractual de otro operador en color blanco, pero esto ya es atendiendo a uno de los puntos que nos solicita la Secretaría de Energía respecto a que se definiera el área

c.
M
H
C).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

espacial y la gradícula de dónde estarían contenidas estas áreas de extracción de la Asignación Uchukil que corresponden al campo Suuk. La que sigue por favor.

Respecto al segundo punto que nos está solicitando la Secretaría de Energía que demos nosotros opinión es a la recomendación de lo que es el compromiso mínimo de trabajo, lo que estamos nosotros contestando a esta solicitud de opinión y asesoría, es que se incluya esta actividad, tanto de construcción como de perforación y mantenimiento de la producción que fue aprobada en el Plan de Desarrollo para la extracción de este campo Suuk, que es la que podemos ver nosotros en pantalla y que sería en este caso la actividad mínima o la actividad aprobada en el Plan de Desarrollo para la extracción, la que sigue por favor.

Esto sería para el campo Hok y en la siguiente lámina podemos ver igualmente lo que sería la actividad que se aprobó en el Plan de Desarrollo para la extracción pero en este caso en el campo Suuk, igualmente viene lo que serían sus actividades físicas tanto de perforación, mantenimiento de producción y lo que sería toda la infraestructura y el desmantelamiento y abandono, son las actividades que tendría que estar o recomendamos nosotros que estarían aprobadas dentro del plan de desarrollo del campo Suuk, como se comentó. Adelante.

Entonces en conclusiones de esta asesoría y opinión técnica a la Secretaría de Energía tenemos que en atención a su solicitud se concluye: uno, por lo que hace la inclusión de la propuesta del CMT, después se considera conveniente que la Secretaría analice las mismas, esta propuesta que estamos haciendo, y en su caso modifique los títulos de Asignación, en este caso el anexo 2 que corresponde al compromiso mínimo de trabajo, y segundo, por cuanto hace a la opinión técnica se enfatiza que el propósito de la modificación del anexo 2 para conclusión del CMT resulta apropiada para poder evaluar el cumplimiento para el periodo de extracción, esto es lo que se aprobó también, o se reitera, dentro del plan de desarrollo para la extracción, y por lo anterior se somete a consideración de la Secretaría de Energía la determinación de los CMT de cada una de las Asignaciones que se presentaron y de los campos que tienen su Plan de Desarrollo para la extracción aprobado, y asimismo en atención a la asesoría técnica solicitada se envían, o se enviarán, en formato electrónico

(7).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los archivos *shape* con la aplicación areal que nos están pidiendo a ellos, perdón, la configuración espacial del área de (...) que es donde están contenidos los campos Hok y Suuk. Adelante.

En consecuencia como resultado del dictamen tenemos que la Dirección General de Dictámenes de Extracción propone al Órgano de Gobierno emitir opinión favorable respecto de: uno, la propuesta a la modificación del anexo 2 de los títulos de Asignación a AE-0154-Chalabil y AE-0151-Uchukil, y también respecto a los archivos *shape* .SHP correspondientes a la configuración espacial de extracción de las Asignaciones correspondientes a los campos Hok y Suuk. Esto es lo que traemos respecto a este punto y con esto concluiría mi presentación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Maestro Castellanos, Comisionados ¿algún comentario? ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sin comentarios, Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no tengo comentarios, gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, gracias. Los Planes de Desarrollo terminan hasta el 2035. Los Planes de Desarrollo van cambiando con respecto a lo que se planea en este momento porque tenemos cierta información que puede ir cambiando en el tiempo, se comenta que los grandes desarrollos son dinámicos, eso qué quiere decir, que tiene que sufrir variación para poder de alguna forma maximizar el valor de los hidrocarburos. El compromiso, el compromiso mínimo de trabajo es una obligación y si ese lo basamos en el plan de desarrollo y el plan de desarrollo va a cambiar, va a cambiar en el tiempo ¿qué va a pasar porque compromiso mínimo de trabajo? también va a cambiar pues yo tengo que el compromiso mínimo de trabajo jurídicamente es lo mínimo que tiene cumplir el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operador para operar en este caso las Asignaciones, la de Chalabil y la de Uchukil. A mí me parece que no es lo más correcto poner dentro del compromiso mínimo de trabajo lo que está planteado dentro del Plan de Desarrollo, están incluyendo hasta los abandonos, los taponamientos, todas las actividades de las reparaciones menores que, como dije hace rato, pues van hasta el 2035. Si fueran menores en el tiempo eso va a tener un problema jurídico porque entonces el operador pues posiblemente cambie el programa o el Plan de Desarrollo pero no va a poder cambiar el compromiso mínimo de trabajo (...) situación jurídica, no sé cuál sería la respuesta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, pero, aquí Francisco Castellanos, esa situación la estuvimos analizando, Doctor, estos campos presentan como lo hemos presentado en otras ocasiones la particularidad de que pues son campos efectivamente nuevos que vienen de un descubrimiento exploratorio, efectivamente su incertidumbre en el desarrollo puede ser que dé pie a que se modifiquen el desarrollo, sin embargo, la situación que tenemos aquí estuvimos nosotros revisando dentro de lo que es la regulación y lo que es las atribuciones que tiene la Comisión y no encontramos bien definidos cuáles son los criterios que tiene establecidos la Secretaría de Energía para que se pueda definir un compromiso mínimo. En el caso de las Asignaciones donde sí está establecido el compromiso mínimo fueron las que vienen de Ronda Cero entonces ahí fue una decisión que tomó directamente en su momento la Secretaría de Energía, lo que nos haría falta aquí es saber con certeza qué criterios y lo que tenemos nosotros es que aprobamos un Plan de Desarrollo que maximiza el valor de los hidrocarburos, este plan tiene de forma integral todas las actividades, inversiones y costos que maximizan el valor de los hidrocarburos, si nosotros hiciéramos una segmentación o decidimos que alguna actividad se pueda quitar, si lo evaluamos nuevamente, en algunos casos sale que si trincáramos las actividades tiempo o decidiéramos nosotros truncar la inversión, también en estos periodos de tiempo, pues en ese momento no está maximizando el valor de los hidrocarburos, entonces pierde sentido ahí ponerle un compromiso mínimo, está llevando el Plan de Desarrollo para la extracción a un proyecto que no es viable



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económicamente, entonces en este momento con la información que tenemos y cómo está construido el Plan de Desarrollo para la extracción de esta Asignación, la única manera en la que vemos la viabilidad económica en el futuro para recuperar esos hidrocarburos es que se considere toda la actividad del Plan.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí pero efectivamente, lo que nosotros fue lo que hicimos, fue darle visto bueno, aprobar un plan hoy maximiza el valor, pero en la medida que los yacimientos se producen, se obtiene más información y esa información se utiliza para ir modificando el plan en el tiempo, estamos hablando de más de 15 años por delante todavía. A mí me parece ser que el programa mínimo de trabajo que planteamos para las licitaciones es igual que el compromiso mínimo de trabajo, es las actividades mínimas que tienen que hacer los operadores y aquí lo estamos igualando al Plan de Desarrollo, ahí es mi preocupación, porque el Plan de Desarrollo se puede cambiar, pueden volver a regresar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y solicitar un nuevo Plan, vaya a más actividad o a menos actividad eso no tendría ningún problema pero el compromiso mínimo de trabajo, se me hace que ese es único y entonces si nosotros modificamos un Plan cómo le haríamos si vamos a un valor menor del compromiso mínimo de trabajo que está planteado en el título de Asignación.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Si pudiera intervenir?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por favor.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, gracias doctor. La intención no es empatar el compromiso mínimo a lo previsto del Plan de Desarrollo, en realidad lo que quisimos fue tener el Plan de Desarrollo como una referencia para que sea la Secretaría de Energía la que establezca cuál sería el compromiso mínimo de trabajo de las Asignaciones, es una atribución de la Secretaría de Energía y aquí es únicamente una recomendación o sugerencia, una propuesta que se vean las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades contempladas en el Plan de Desarrollo para la extracción, pero no es la intención, desde luego que no, empatar el compromiso mínimo con lo previsto en el Plan porque ciertamente, doctor Martínez, podría pasar lo que comentas, no es esa la intención, la intención es que SENER establezca el compromiso un mínimo de trabajo y para ello una referencia es que pues vea lo que está aprobado en el Plan de Desarrollo. Hasta ahí ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, eso está claro, yo no tengo ningún problema, lo que sí es que hay que dejarlo bien claro, no vaya a ser que alguien tome esto y directamente diga este es el compromiso mínimo de trabajo porque lo mandó la CNH, que no leyeron los textos correspondientes. Por mí es todo, Presidente.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, ya nada más para redondear las ideas ahí, como bien dijo el Maestro Castellanos; nosotros aprobamos planes desarrollos que maximizan el valor de los hidrocarburos por eso no lo fraccionamos; dos, históricamente hemos tenido modificaciones o hubo opiniones hacia la modificación del anexo 2 de los títulos de Asignación donde viene el contenido del compromiso mínimo, eso siempre y cuando se presenta la justificación técnica del porqué se está modificando, ya lo hemos platicado en otras sesiones donde sí ha tenido este efecto por tal cosa, en tal motivo si la Secretaría de Energía en su competencia quiere poner la totalidad de las actividades al plan aprobado, en el momento dado que viniera Pemex a modificar el plan y no se va a dar cumplimiento a este título nos tendría que solicitar también la opinión la modificación del anexo dos y eso ya lo hemos hecho con antelación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No sé si está contestada, los comentarios del Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Están contestados, el Comisionado Pimentel hizo la explicación muy clara y esto no es que nosotros propongamos que esto sea el compromiso mínimo el trabajo sino que es la base para que la SENER lo defina, pero también me parece que quedó claro que en la redacción de lo que mandamos a la Secretaría de Energía, se plantea que no sería de ninguna forma adecuado que consideraran total de desarrollo como compromiso un mínimo de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien ¿Maestro Castellanos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, nada más para concluir, es exactamente como lo comenta el Comisionado Pimentel y Julio, es la propuesta y a cómo están puesto en el punto uno de la lámina que estamos viendo en pantalla, así lo estamos proponiendo entonces la propuesta de modificación, estamos poniendo toda la actividad porque no podemos fraccionar el plan, y es nuestra propuesta y quien tiene la atribución para poner ya como compromiso mínimo será la Secretaría de Energía, doctor.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, Comisionado Pimentel ¿no se si tenga algún otro comentario?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, nada Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, de no haber algún otro comentario de algún Comisionado, pido al Secretario Ejecutivo que dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.22.004/2020

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 6, de la Ley de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió asesoría y opinión técnica a la Secretaría de Energía, respecto de la modificación de las Asignaciones AE-0154 Chalabil y AE-0151 Uchukil.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:48 horas del día 4 de junio de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Segunda Sesión Extraordinaria 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.



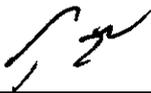
Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente



Alma América Porres Luna
Comisionada



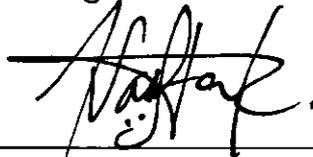
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

