



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SÉPTIMA SESIÓN ORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:02 horas del día 23 de abril del año 2020, se celebró la Séptima Sesión Ordinaria 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 220.0230/2020, de fecha 20 de abril 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 23 de abril 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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.

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

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG03/2018.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Chihil-1EXP.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Júum-1EXP.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Tenoch-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.5 Opinión técnica a la Secretaría de Energía sobre la modificación al Anexo 1 del título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG03/2018.

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

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Comisionada, Comisionados, pues me voy a permitir justamente darles algunos detalles de presentación que iremos viendo ahora en pantalla referentes justamente a la modificación del Plan de Exploración que nos presentó el operador Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. Entonces, vemos que tenemos como siempre el fundamento jurídico que revisamos que es el que se actualiza y nos da soporte para llevar a cabo este procedimiento que es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio reglamento de la Comisión, los lineamientos que dan todo el procedimiento de cómo debemos llevar a cabo este asunto y además que está considerado dentro del contrato mismo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Vemos en el mapa de la derecha el polígono que está en rojo, ese polígono en rojo representa justamente el área contractual en la que nos referimos, que es la Ronda 2.4-AP-PG03 como ven está circundada prácticamente por todas partes al norte con un contrato y algunas de Petróleos Mexicanos al oriente y al occidente por otros contratos de la Ronda 2.4, el sur solamente tiene una colindancia que no hay ningún operador pero el resto son áreas en las que se están llevando a cabo actividades y es importante mencionarlo, que estamos en la parte más al sur del Cinturón Plegado Perdido. Entonces, si avanzamos vemos como fue la relación cronológica del proceso de dictaminación recibimos la propuesta del operador el 14 de febrero y solicitamos algunas aclaraciones, mismas que fueron atendidas el 13 de marzo y después ya durante el periodo de la contingencia tuvimos interacción con el operador, lo cual por supuesto hizo que esto fuera un poco más lento y hoy estamos aquí en la Sesión del Órgano de Gobierno para desahogar este asunto. Entonces, si seguimos vemos algunos antecedentes del área como les mencionaba a su momento, estamos en el área de aguas profundas y ultra profundas del Cinturón Plegado Perdido en la parte más al sur de este aproximadamente a 120 kilómetros del litoral de Tamaulipas, la provincia como les decía es el Cinturón Plegado Perdido, el bloque tiene una superficie de un poco más de 2 mil kilómetros cuadrados y tiene un tirante de agua que va desde 700 hasta 2 mil 900 metros, es un área en el que ya se tiene bastante información, digamos de geofísica tanto de algunos cubos sísmicos que se han ido adquiriendo como de reprocesados de los mismos estudios también de métodos potenciales y los procesos que se han ido derivando de esta información. Recordar que efectivamente dado que esta es una modificación que implica que hay un Plan de Exploración que está aprobado, que fue justamente aprobado por el Órgano de Gobierno en junio del año pasado, pues como vemos en el mapa de la derecha, ese es el polígono que está en rojo, lo que vemos en amarillo y las líneas verdes es simplemente el área que está cubierta por la información que les refería, como ven el área está prácticamente cubierta 100% por la información geofísica que existe en la zona.

Si avanzamos entonces vemos en esta lámina, un par de cuadros, el cuadro superior están las actividades físicas que considera el Plan de Exploración que está aprobado actualmente y el cuadro



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de abajo están las actividades que se consideran en el Plan de Exploración que se está modificando, entonces ¿qué tenemos? Señalamos ahí con rojo algunos cuadritos que son las modificaciones, como ven ustedes, en la última columna en total, los totales no se modifican, entonces por eso quisimos resaltar estos dos cuadritos rojos, que es un estudio exploratorio y un pozo, lo que se tiene en esta modificación del Plan, nada más para recordar el color azul muestra las actividades del escenario base, el color verde muestra las actividades del escenario incremental, entonces, como vemos en el Plan de Exploración vigente había un estudio en 2022 que se está recorriendo hacia el 2021, como vemos en la tabla de abajo, asimismo tenemos un pozo para 2022, mismo que se está recorriendo hacia 2020, entonces es importante mencionar que las actividades, si bien en su total no tienen ningún cambio en la configuración interna, digamos de cómo se van dando y además de la inclusión de un prospecto adicional que vamos a ver más adelante, eso es lo que generó la modificación de este Plan de Exploración y por eso fue necesaria dicha modificación.

Ahora bien, si avanzamos entonces vemos estas actividades como están arregladas en el tiempo vemos lo que ya se hizo a través de que el contrato fue firmado, a partir del 2018-2019 ahí marcamos con una línea y cuándo se ingresó la solicitud de modificación del Plan y vemos entonces, las actividades que se estarían derivando del escenario base que básicamente es continuar con la adquisición de información, el procesado de la misma, la evaluación de recursos prospectivos que pues es una actividad que se va a mantener durante todo el periodo de exploración, el análisis de muestras que evidentemente fueron recogidas anteriormente y algunas otras que derivan justamente de la perforación entonces, la perforación del pozo como ven también, los colores que referíamos hace rato está descrita en el escenario incremental.

En el escenario incremental además de la perforación del pozo también está el licenciamiento de información adicional sísmica 3D, entonces, la perforación del pozo está considerada a partir de finales de este trimestre y lo que resta digamos del año. Como vemos en los estudios habrá algunos análisis de hidrocarburos, estudios que se derivan petrofísico sobre todo de la perforación del mismo, posteriormente ustedes ven que existe la evaluación

[Handwritten marks and signatures on the right side of the page, including a large 'A' and other scribbles.]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de recursos prospectivos post-perforación que es justamente todo el análisis que se hará derivado pues no solo de toda la información que se obtuvo del pozo sino también conjuntando la información de los procesados que se han ido dando a lo largo del tiempo, entonces esa es la última actividad que queda calendarizada en el escenario incremental. Ahora bien, si vemos aquí en esta lámina, vemos cuáles son los prospectos exploratorios, aquí es importante mencionar que el operador tenía inscritos ya los prospectos A, B, C y D, no obstante, ahora está inscribiendo el prospecto E, o esta oportunidad E que se menciona ahí y vemos en el mapa de la derecha donde están estas prospectos y vemos en la tabla cuáles son las profundidades que tienen, como ven, hay unos que son relativamente someros que básicamente están relacionados con el Oligoceno y hay otros que son más profundos que están relacionados con el Eoceno, también vemos entonces los recursos prospectivos, vemos que hay dos que destacan la oportunidad B y la oportunidad E así como sus probabilidades geológicas, entonces esto es parte de la modificación que se requirió, o no que requirió, más bien el contratista ingresó porque ese prospecto E no estaba y entonces en el caso de que el contratista que quisiera perforar ese prospecto no hubiera podido ser posible la autorización del pozo para dicho prospecto, además de estos prospectos la perforación de los pozos pues obviamente se darán registros geofísicos convencionales, especiales, se obtendrán núcleos, en fin, información asociada que viene con la perforación y se considera ahorita para fines del Plan, eso sí es muy importante que se deje claro, para fines del Plan se está considerando el pozo que tenga la mayor profundidad, es decir, el como si fuera a hacer la oportunidad B, no obstante, al día de hoy el operador no tiene determinado cuál sería la oportunidad que perforaría, no obstante para contabilidad de unidades y de las inversiones se considera ese pozo, más profundo además de un *site track* que podría ser de hasta 3 mil 500 metros, entonces, eso es digamos de manera conceptual lo que está considerando este Plan como un escenario máximo y todo ok y si hicieran algún otro de los prospectos, cualquier otra perforación quedaría en ese rango necesariamente.

Ahora bien, vamos a ver entonces en la siguiente diapositiva algunos detalles justamente del prospecto E, de esta oportunidad E, ¿por qué? porque las otras ya están aprobadas y esta es la única



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que existe inscribiendo cómo adicional, como les mencionaba es un prospecto que va al Oligoceno, por lo tanto, no es tan profundo como otros, es una trampa de tipo estructural con cierre hacia todos los flancos, se considera que tendría una oportunidad programada de 3 mil 500 metros verticales y el tirante de agua de la posición que se está estimando es de 2 mil 220 metros, el hidrocarburo esperado de acuerdo con los modelos que se tienen en la región sería de medio a ligero entre 22 y 44 grados API, por supuesto no se tiene descubrimiento en el área por eso todavía hay un rango amplio, entonces vemos en las secciones sísmicas que se encuentran en la parte inferior de la lámina, vemos una sección que cruza de izquierda a derecha, digamos este-oeste en el lado izquierdo y la sección que va de norte-sur aproximadamente en el lado derecho, entonces ahí es claro como esta estructura, es una estructura de tipo, marca una trampa de tipo estructural y en el mapa de la derecha arriba vemos como está la configuración estructural de la cima del Oligoceno justamente, entonces, ese es el prospecto que se está adicionando como prospecto exploratorio denominado E.

Ahora bien, vamos a ver entonces cómo están las inversiones asociadas con este Plan de Exploración, entonces en este programa de inversiones vemos aquí, lo dejamos en la tabla de arriba de nuevo, el programa de inversiones vigente y en la tabla de abajo el programa de inversiones sujeto a aprobación, es importante mencionar que este es para el escenario base, entonces, como veíamos el escenario base no considera perforación, solamente estudios, por eso la inversión está del orden de 22.8 para lo acordado y con los cambios que se proponen y los ajustes sobre todo en algunos estudios subiría a 25.1 millones de dólares para el escenario base, considerar que aquí en el dictamen y en esta aprobación solamente, por eso lo marcamos con el cuadro rojo que está abajo, solamente nos manifestamos acerca del 2020 en adelante, el resto pues por supuesto no tendrá que no es sujeto a ninguna aprobación. Ahora bien si avanzamos vemos más o menos lo mismo, solamente que para el escenario máximo alternativo o incremental, entonces traigamos un escenario aprobado, un programa de inversiones aprobado de 191.6 millones de dólares, ahora con estos cambios que les decía que el impacto en los estudios que serían comunes en ambos escenarios sube a 194 millones de dólares con esta actualización



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los estudios que le referían. En la siguiente lámina vemos cómo está la distribución de las inversiones que es algo que siempre presentamos entonces vemos en la tabla de arriba el escenario base y en la tabla de abajo el general máximo alternativo, pues vemos que si se materializara el escenario base, la mayor parte de la inversión estaría enfocada en geofísica, dado que no hay pozo entonces todo, no todo. El 55% de la inversión se iría a geofísica, el 12% a geología y si el contratista decidiera llevar a cabo el escenario máximo alternativo entonces lo que ocurrirá es que tendríamos una inversión de 183.5 millones de dólares a partir de 2020 y hasta el final del periodo de exploración, aquí sí, al tener ahora la perforación de un pozo vemos que es casi el 90% de la inversión que son esos 164.6 millones de dólares para el rubro de perforación de pozos.

Si avanzamos vemos también lo que verificamos siempre cuando tenemos este tipo de modificaciones sabemos que hay un contrato activo por supuesto y entre lo que tenemos que verificar es que se sigan cumpliendo las unidades de trabajo que están comprometidas por el mismo, entonces este contrato tiene 10 mil 400 unidades de trabajo como programa mínimo del mismo, no hubo un incremento del programa mínimo por lo tanto es lo que se debe de cumplir en el periodo inicial, el escenario base entonces con estas actividades queda reflejando 29 mil 382 unidades de trabajo por lo que supera por mucho lo que está comprometido y en el caso de que se llevará a cabo el escenario incremental pues por supuesto ahí las unidades superan bastante lo comprometido, aquí por eso lo pusimos entre paréntesis, es importante mencionar que se considera la perforación máxima del pozo más profundo que se pudiera dar, entonces claro que esto se ajustará a conforme la perforación del pozo que se decida hacer. Si avanzamos vemos también que sabemos que tenemos que verificar algunos elementos con otras instituciones particularmente con la Secretaría de Economía, enviamos a la Secretaría de Economía nuestra solicitud de opinión para el programa de cumplimiento del contenido nacional, no hemos recibido respuesta, sin embargo; pues como lo hemos dicho en otras ocasiones, en caso de que tengamos una respuesta negativa tendríamos que entrar a otra modificación del Plan de Exploración, en caso de que sea favorable la respuesta de la Secretaría de Economía se adhiere a este programa al Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración y se le da seguimiento. Asimismo también remitimos la información a la ASEA a efecto de que sea considerada en los trámites posteriores particularmente y en lo que tienen que ver con el SASISOPA y las autorizaciones que el operador requiere de la ASEA.

Ahora bien, con todo esto que les hemos referido pues observamos que el Plan de Exploración, lo advertimos técnicamente factible toda vez que estas actividades que planea el operador pues permitirán una posible incorporación de reservas y con esto se podría maximizar por supuesto el valor estratégico del área del contrato por lo que entonces sometemos a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación de la modificación del Plan de Exploración correspondiente con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG03/2018. Es todo de mi parte, comisionados, quedo a la orden.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Hernández, yo quería preguntarle en la lámina 6 es decir ¿si se podrían ir para allá? quería preguntar si las actividades que muestran ahí de 2018 y 2019 si sí se realizaron todas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, las actividades que se han, no todas se han terminado como vemos hay algunas barritas que siguen todavía en el tiempo entonces algunas todavía no están en el momento de que hayan ocurrido, la única que sí ya terminó fue el licenciamiento de unos datos, la cual ya se hizo, el resto están en procedimiento, entonces ahorita vemos ahí la lámina, la primera de arriba justamente es la que ya ocurrió, el resto están en proceso, todavía no llega el tiempo en que finalicen, algunas finalizarán en este año y otras no pero la gran mayoría finaliza en este año.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Pero sabe si van conforme al calendario?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, sí van avanzando conforme a lo que tiene establecido el cronograma.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. Doctora América ¿algún comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, muchas gracias, Presidente, tengo dos comentarios bueno, el primero es de que es muy buena noticia que un área que es de aguas profundas estén adelantando actividades de perforación en digamos la perforación que se tenía prevista para los siguientes años las estén adelantando, esto habla que el área pues sí promete digamos de acuerdo a los análisis que han hecho al día de hoy, y la segunda es una pregunta digamos que quizá un poquito más administrativa. Entendí que los oficios de tanto para la CEA como para la Secretaría de Economía nosotros los enviamos el 22 de abril, o sea ¿es decir ayer, apenas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctora, que bueno que lo pregunta, como saben pues tenemos esta suspensión de y no es posible o no nos era posible digamos entonces recientemente si no recuerdo mal fue el viernes que la Secretaría de la Función Pública mediante un decreto que publicó en el Diario Oficial habilitó que por medio del correo electrónico pudiéramos hacer válida la entrega de oficios, entonces eso fue lo que hicimos los oficios que teníamos trabajados digamos que los transformamos en correo y conseguimos los contactos a quienes deberíamos hacer entrega de estos correos electrónicos en Secretaría de Economía y en la ASEA y así lo hicimos, digamos el protocolo que ahora podemos seguir para hacer la entrega oficial de estas comunicaciones.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, entonces sí fue apenas ayer.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, muchas gracias, nada más eso, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Doctora, Doctor Néstor, no, Comisionado Moreira... perdón, bueno sí, doctor Néstor, adelante... me fui en otro



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

orden del que estoy acostumbrado, disculpen. Pero adelante, doctor Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues yo creo que es muy importante enfatizar que en resumen este cambio de Plan obedece a adelantar actividades lo cual es muy favorable pero creo que aquí tenemos una área de oportunidad porque las primeras láminas, la lámina 3 observamos que el inicio altamente fue el 14 de febrero y bueno estamos a finales de abril, estamos en el día de hoy analizando la situación y como dije hace un rato pues fundamentalmente el resumen de esto es que están adelantando las actividades que han hecho, las actividades que habían planteado en la forma inicial en el Plan original y creo que el área de oportunidad es que este tipo de casos pudieran tener un *fast track*, un camino más rápido. Y aquí me surge una pregunta porque el 14 de febrero entró inicio el trámite, se solicitan aclaraciones el 3 de marzo que solicitamos ¿qué aclaraciones fueron las que solicitamos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Doctor, sobre todo fueron algunas inconsistencias que existían a veces entre los documentos y los archivos que acompañan a todo el Plan, a veces hay algunas inconsistencias entonces tenemos que verificar que, por ejemplo las inversiones que están reflejadas en el documento queden igual que en los archivos de Excel que acompañan a la información, alguna información adicional justamente de los *plays* que a donde se estaba inscribiendo el nuevo prospecto, que no quedaba claro para nosotros cuál era, que no estaba, también la pedimos, sobre todo fue eso.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, bueno y el tiempo es el adecuado ¿verdad? pasarlo al Órgano de Gobierno significa que todas las actividades siguen en marcha en el campo, no hay ningún atraso.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Efectivamente platicamos con el operador y ellos justamente tenían considerado que en abril, se pudiera desahogar este trámite, entonces de esa manera ahora ellos continuarán con algunas actividades



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

particularmente con la ASEA para entonces en su caso de iniciar la perforación del pozo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno yo finalizo diciendo lo mismo que hacemos con todos los operadores; que ojalá tengan mucha suerte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Doctor Néstor, ahora sí, Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No tengo ningún comentario, Presidente.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada, Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pasamos al siguiente punto, daríamos lectura a la propuesta de acuerdo si no hay otro comentario.”

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

RESOLUCIÓN CNH.07.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG03/2018.

ACUERDO CNH.07.001/2020

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, y XXVII, y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción VIII y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13 fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG03/2018.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Chihil-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, con su venia, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara 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:

“INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas gracias, buenos días, saludos a todos, en esta ocasión yo traigo para exponer la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Chihil-1EXP del operador Petrolero Pemex Exploración y Producción. ¿Podemos dar la siguiente, por favor? Ese es el fundamento legal con el que se llevan a cabo las autorizaciones de perforación de pozos dentro de la Comisión, la siguiente por favor, y esta es la línea de tiempo de la autorización de este pozo, el operador ingresó la solicitud del 18 de marzo, se le previno el 1º. de abril dio respuesta el 8 de abril del mismo año y el día de hoy estamos en la presentación ante el Órgano de Gobierno para realizar lo correspondiente de este pozo. Se invirtieron 19 días por parte de la Comisión esto debido a que es un pozo prioritario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para el operador petrolero, entonces, se hizo el esfuerzo por agilizar los tiempos, la que sigue por favor. Los datos generales del pozo, pertenece a la Asignación AE-0153-Uchukil, es un pozo que se clasifica como 102 pozo exploratorio y nuevo campo y se encuentra en el escenario base del Plan de Exploración asociado a dicha Asignación, se va a perforar, es en aguas someras y se perfora con un tirante de agua de 32 metros y tiene como objetivos geológicos del Cretácico y el Jurásico en esos intervalos que pueden observar ahí en metros verticales, 4 mil 190 mil y 4 mil 584 mil a 4 mil 700 metros el Jurásico, el hidrocarburo que se espera son en ambos objetivos es aceite en Cretácico de 33 grados API y en Jurásico 40 grados API, el pozo es de alta presión ya que maneja presiones en Cretácico de 13 mil 708 PSI y en Jurásico de 15 mil 399 PSI y 116 grados de temperatura en Cretácico y 124 grados Celsius en Jurásico, por lo tanto es un pozo que se cataloga como alta presión, es un pozo en cuestión de trayectoria es vertical no tiene trayectoria direccional y va a una profundidad vertical de 5 mil 200 metros, el programa de perforación y terminación son 173 días y tienen programado iniciarlo ya el 26 de abril y serían 103 días de perforación para terminar el 6 de agosto e inmediatamente el 7 de agosto iniciar la terminación, y para ambos de intervalos 70 días y terminar el 15 de octubre del 2020, el costo programado es de 65.3 millones de dólares que se dividen en 45.8 para perforación y 19.5 para terminación y abandono. La plataforma, es la plataforma autoelevable Cantarell de 3 mil caballos de potencia con una capacidad perforación de 9 mil 144 metros, cuenta con un top drive de 750 toneladas que les da bastantes ventajas operativas al operador y cuenta con sistema de preventores de 15 mil PSI. En caso de tener un descubrimiento, los recursos prospectivos que se manifiestan para este, para estos objetivos es de 81.9 millones barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica del 43%, la que sigue por favor. El principal pozo de correlación es el Suds-1 que resultó productivo por baja permeabilidad del Jurásico, no probó el Cretácico y se perforó en 2016 con una profundidad de 5 mil 365 metros verticales 6 mil 742 desarrollados.

Ese es el principal pozo de correlación, se puede observar en la sección sísmica que tienen a la izquierda, es el pozo que está más cercano a un kilómetro aproximadamente de distancia y es el que utilizaron como correlación para el diseño del pozo Chihil-1EXP, en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el caso de la trampa para ambos objetivos geológicos se interpretó como un bloque estructural orientado de noroeste a sureste con un cierre natural en su flanco este y cierre contra falla inversa en sus flancos norte, este y sur, eso para ambos objetivos, tanto en Cretácico como en Jurásico, a la derecha lo que pueden ver es el mapa nada más el mapa estructural de Jurásico, la que sigue por favor.

Este es el diseño del pozo y su ventana operativa es un pozo robusto por decirlo de alguna manera ya que tiene 7 etapas de perforación, 7 tuberías de revestimiento, inician en 30 pulgadas a 280 metros, 20 pulgadas asentado a 850 metros, 16 pulgadas a mil 850 metros, 13 3/8 octavos a 3 mil 200 metros, 9 7/8 a 4 mil 50 metros y de ahí un par de *liners* que es de 7 5/8 a 4 mil 150 metros y uno de 5 1/2 a 5 mil 240 metros, la parte más relevante, además del obviamente que se considera de alta presión, es que van a atravesar un tirante de aproximadamente 400 metros de sal misma que van a estar cubriendo con la TR de RD 13 3/8 en una parte y después con la de 9/7 octavos además de que tienen una contingencia precisamente en esa zona, en caso de presentarse algún problema operativo con el que estarían solventando este problema. Las opciones de diseño para la perforación se basaron en el análisis en los pozos de correlación, la columna geológica que atravesaron esos mismos pozos y las condiciones que se esperan del probable yacimiento que se proponen ellos descubrir. El diseño de la ventana operativa se realizó con unidades sísmicas, con relaciones petrofísicas, pruebas de goteo, eventos de perforación de pozos de correlación y estudio geomecánico. La que sigue por favor.

Ya para terminar las conclusiones, el pozo Chihil-1EXP está considerado en el escenario base del Plan de Exploración que se aprobó en la Comisión el 3 de diciembre del 2019 y que corresponde a la asignación AE-0153-Uchukil. Como les mencioné, el pozo está clasificado como alta presión, cuenta con preventores, el equipo cuenta con preventores de 15 mil PSI que son adecuados dado que la situación más crítica que se puede presentar durante la perforación es cuando estén en la etapa del *liner* de 5 1/2, esa situación crítica se daría si el pozo queda totalmente lleno de gas y con esta situación se esperaría una presión máxima de 13 mil 187 PSI en el preventor, en superficie por lo que un preventor de 15 mil PSI es adecuado para manejar las presiones que se esperan en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

superficie durante la perforación de este pozo. El diseño de este pozo ya lo comentaba, es robusto ya que considera 7 tuberías de revestimiento, esto precisamente que considera las características de alta presión y el intervalo de sal, y estas tuberías son de tecnología específica precisamente para alta presión y se tiene una adicional de contingencia. Dentro del programa de terminación preliminar se documentaron dos pruebas de producción que son una por cada objetivo geológico con un aparejo de CT y equipado con pistolas y estas pruebas son convencionales no son de alcance extendido, se van a probar ambos intervalos durante la terminación del pozo y el abandono es permanente por falta de infraestructura de producción cercana. Eso sería todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, ingeniero Sabido, doctora Alma América.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUÑA.- Sí, nada más, muchas gracias, Comisionado Presidente, el 26 de abril está para iniciar este pozo, ingeniero Sabido, ¿ya tenemos el... sí es seguro que se inicia el 26 de abril, o nos tienen que enviar el aviso?

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El aviso no lo han mandado tendrían que mandar el aviso pero sí, de hecho es de los pozos que estuvo solicitando el operador que se le apoyara porque ya los tenían en puerta para iniciar, entonces lo que lo que sabemos es que lo van a iniciar el 26 de abril. Ingresaron algunos documentos precisamente solicitando que se acelerara esta aprobación porque ellos en su logística, en su programación lo tienen contemplado para el 26 de abril. Como tal, el aviso no lo han ingresado.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, tienen 70 días para la terminación del pozo, digamos los tiempos son más o menos largos en cuanto a tanto a la perforación como a la terminación del pozo, esos días y por lo tanto los tiempos también dan el costo del pozo está siendo 60 millones de dólares, un poquito más. Nos puede platicar un poquito en cuanto a la profundidad, son 4 mil, poquito más de 4 mil metros de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profundidad ¿son los costos promedio que se manejan en esas profundidades?

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Son 5 mil 200 metros, doctora y precisamente con la cuestión de los costos, nos apoyamos con nuestros compañeros de evaluación económica, ellos hicieron un análisis con los parámetros que ellos utilizan normalmente, sí, ellos me comentan que para estos pozos según sus bases de datos, el límite inferior del costo es de 47 millones de dólares y el límite superior, no, perdóneme; de 56 millones de dólares y el límite superior es de 74 millones de dólares, este pozo cuesta 62, o sea que está exactamente en medio del rango de la referencia que se toma por la Comisión.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira, algún comentario.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me quedé pensando el comentario de la Doctora Alma América, a mí se me hace mucho costo para un pozo que está en aguas someras, tiene hasta 30 metros no sé si me acuerdo bien la pantalla que ustedes presentaron, es aguas someras y además tienen un tiempo de perforación más terminación de 170 días ¿eso es lo normal en aguas someras?

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Sí, sí, doctor, nada más que sí es aguas someras, usted tiene razón en eso pero recuerde que es de alta presión entonces no y es muy robusto el pozo, además se atraviesan 400 metros de sal. Aunque es aguas someras el pozo tiene una cierta complejidad que es –como le repito– es robusto son 7 etapas de perforación además de un espesor de sal y es de alta presión, le digo, y aunque sea de aguas someras sí tiene una complejidad.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y luego cuando multiplicamos nosotros las reservas esperadas de ¿qué número nos da? ¿qué tantas reservas se plantea que incorpore?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Perdón, no lo escuché. ¿Me podría repetir la pregunta?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-Tú tienes una probabilidad de éxito y tienes una.

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ah, sí.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces cuando haces la multiplicación ¿cuánto te da?

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Es de 35, doctor, 35 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, muchas gracias.

INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- A usted.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario? Pasamos con el Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente, iniciando al revés del caso anterior deseando que el Pemex perfora este pozo pudiera ser muy exitoso y por otro lado enfocar el pensamiento de todos nosotros en qué quiere decir ¿cuál sería el tema de alta presión? En la lámina número 6 podemos visualizar muy claramente –la quieren poner por favor– a lámina 6 y si pudiéramos hacer un zoom en la parte donde está la sal, no sé si podemos hacerlo de la forma adecuada por 3 mil metros pueden observar ahí hay un bloque de sal que hay que atravesar y en el fondo del pozo, si pudiéramos verlo hacia el fondo del pozo, observamos que la densidad de lodo de perforación es de 2.07 gramos por centímetro cúbico, ¿Qué quiere decir eso? quiere decir que la presión que están esperando obtener es casi el doble de lo normal, este pozo pareciera que perforar es muy complicado, ya lo dijo el ingeniero Sabido, hay que pasar sal y además hay que mantener presión en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el fondo del pozo en la forma adecuada, hay que recordar que lo que nos ocupa el día de hoy de la integridad del pozo fundamentalmente, el ingeniero Sabido habla de que es muy robusto, yo plantearía que es lo que tiene que ser, todos los pozos son robustos porque la actividad del revestimiento finalmente se calculan en función de las necesidades del mantenimiento la presión en las formaciones van atravesando, en este caso hay muchas tuberías de revestimiento lo cual tiene que ser necesario para poder pasar de forma adecuada a todos los estratos entonces, cuando hacemos comparaciones de costos, no solamente es la profundidad sino también en todas las vicisitudes que puedan atravesar durante la perforación o para poder obtener el control del pozo por ejemplo ahí vemos, que a 3 mil 200 metros se tiene que asentar una tubería de revestimiento de 13 3/8 para ya dejar el liberado la parte de la sal cuando se perforan sal el problema es la sal es plástica y la sal y tiende a meterse en el agujero, entonces hay que mantener una densidad alta, en este caso no la pueden poner más alta siguen con la misma que tenían antes porque si no, pueden tener un problema en la parte de arriba, en la tubería de 16 pulgadas que está como el orden mil 800, mil 600, mil 800 metros de acuerdo con la gráfica. Bueno, la verdad es que parece que está muy optimizado y posteriormente bajan en la parte de sal e incrementan la densidad y la densidad dos gramos por centímetro cúbico, es una densidad muy alta, es el doble de lo que realmente se pudiera tener en una presión normal y todo eso para contener lo que se ve ahí en rojo, porque se ve que la presión se incrementa muchísimo, y después vuelven a cementar otra tubería a 4 mil 50 metros porque hay una anomalía en la parte de abajo, donde tienen que proteger para poder bajar la densidad sino rompería la formación y habría fugas pues por eso es la necesidad de la tubería de 7 5/8 y después ya que terminan las 7 5/8 otra tiene que volver a subir la densidad hasta 2.07 para poder controlar la presión de la formación en la parte que ojalá sea de gran productividad, entonces, la verdad es que el pozo es muy complicado, el costo lo dice todo, es de 65 millones de dólares y creo que es importante hacer una énfasis en la necesidad del conocimiento técnico, conocimiento técnico en la parte de geología pero también el conocimiento técnico en el área de perforación. Es un pozo complicado pero que Petróleos Mexicanos tiene toda la experiencia para poder hacerlo. Termino comentando que ojalá tengan mucho éxito y que finalmente,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aunque cae dentro del rango pues cada pozo tendría que analizarse en una forma muy específica para realmente saber si está en un vamos a decir, una figura barata o cara, lo más importante aquí es el mantener la integridad, finalmente como dice el ingeniero Sabido, es un pozo que contiene todas las tuberías tales que son necesarias para poder mantener la seguridad durante la perforación, él lo comenta como pozo robusto, yo diría que todos los pozos son robustos, este tiene muchas tuberías, es un gran gasto en acero, un gran gasto también en cambio de densidades durante toda la perforación y, bueno, pues estos son mis comentarios, muchas gracias, Comisionado Presidente.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado, pasamos a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.07.002/2020

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 realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Chihil-1EXP.

ACUERDO CNH.07.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ley de Hidrocarburos, así como 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 en aguas someras Chihil-1EXP.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Júum-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 dio la palabra al ingeniero Alan Castellanos Dorantes 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:

"INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenos días, Comisionado Presidente, Comisionados y compañeros de la Comisión, en esta ocasión pongo a su consideración la autorización de perforación, la solicitud de autorización de perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Júum-1EXP, esto por el operador petrolero Repsol Exploración México S.A. de C.V. Vamos a la siguiente. Tenemos los fundamentos legales que vimos son los mismos que la solicitud anterior, pasamos a la siguiente. Aquí tenemos la línea de tiempo de autorización del pozo Júum, siendo la solicitud ingresada por medio de Oficialía de Partes el 12 de febrero del 2020, después realizamos una prevención a esta solicitud misma que fue contestada el 4 de marzo del 2020 y que se presenta este día en Órgano de Gobierno,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

haciendo el paréntesis de que son 35 días sin contar los tiempos que se suspendieron debido a la contingencia, realmente serían 20, aún así estamos en tiempo de atender la solicitud.

Pasamos a la siguiente por favor, muy bien, como breviario cultural Júum tiene su significado en maya y significan "sonido", este pozo está considerado en el contrato CNH-R02-LO4-AP-CM-G01/2018 con la compañía Repsol, es un pozo exploratorio nuevo campo y es un pozo en aguas profundas, tiene la peculiaridad ir a un tirante de mil 755 metros. Los objetivos geológicos son el Mioceno Inferior y el Oligoceno Inferior, que tienen valores de presión y temperatura de 6 mil 164 y 50 grados para el Mioceno y de 9 mil 213 PSI y 67 grados para Oligoceno, es decir es un pozo del rango de valor y de presión y temperaturas normales, lleva una trayectoria vertical y la profundidad total programada desde 4 mil 460 metros, esto a partir del nivel del mar. Tiene programados 72 días de operación que iniciarían con la perforación el día 30 de junio del año en curso y terminaría el 10 de septiembre del año en curso, con 60 días para perforación y 12 de terminación, con costos de 71 millones de dólares para perforación y 4.2 millones de dólares para la terminación, el equipo que se va a utilizar por la compañía Repsol para perforar es el mismo que utilizó, y se está utilizando, para el Polok Quichin'Wol, que fueron las dos autorizaciones previas a este operador y es la embarcación Maersk Valiant con una potencia de 2 mil seiscientos ochenta caballos y un tirante de agua máximo de 3 mil 657 metros, con capacidad de progresión máxima de 12 mil metros y sistema de preventores de 15 mil PSI, que tiene más capacidad de lo que se pudiera necesitar pero debido a que los equipos de perforación en aguas profundas suelen ser de mucha capacidad es más que idóneo para la operación. Como recurso prospectivo tenemos 221 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 17.5 por ciento siendo pozos análogos porque debido a que no hay ningún pozo lo suficientemente cerca, en la ilustración se ve dónde están estos pozos que son el Catamat, Puskon-1 y Talipau-1, que están, el más cercano a 69 kilómetros entonces se consideran pozos análogos y no de correlación.

La siguiente por favor, ok, la trampa para ambos objetivos se define como una trampa estructural anticlinal con cierre en las cuatro direcciones y como vemos en ilustraciones están orientadas noroeste a sureste. Aquí pedimos al operador que por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

favor proyectara el pozo Puskon-1 que se usó como análogo en la columna esto para, tiene el mismo ambiente de depósito de inventario y esto para que pudiéramos ver una correlación de la columna que es el que está del lado izquierdo en la gráfica insertado, tiene menos tirante de agua pero tienen los mismos ambientes sólo cambian un poco los espesores pero vemos que la columna debería ser muy parecida en este caso específico el pozo Puscón no llegó al objetivo principal pero sí manifestó hidrocarburos dentro de la perforación. Pasamos a la siguiente.

Muy bien, en cuanto al diseño del pozo tenemos primero los mil 755 metros de tirante de agua, aquí viene mil 736, se está considerando la altura del equipo, y luego tenemos la tubería conductora de 33 pulgadas seguimos a la etapa intermedia de 22 pulgadas, después un *liner* de 16 pulgadas, continuamos con 1 de 3 de 5/8 y terminamos en 11 7/8 la etapa de tuberías, para dejar el pozo en agujero descubierto para la última etapa además de esto plantea dos contingencias debido a que el pozo manifiesta, al menos los pozos de correlación, bueno los que utilizaron para modelar la ventana de este pozo presentaron mucha incidencia de pérdidas y pérdidas totales, entonces este pozo plantea dos contingencias precisamente para evitar esto y plantea el uso de los siguientes gradientes de lodo para la primera etapa es un lodo base de agua salada de 1.03 gramos por centímetro cúbico continúa con lodo base agua para siguiente etapa de 1.03 a 1.17 y comienza las etapas más complicadas cuando se llega el objetivo, al objetivo principal que es el Mioceno Inferior con lodo sintético de 1.22 gramos y continúa las etapas con los sintéticos con el apoyo del sistema MPD esto para, en caso de tener pérdidas, poder reducir la presión en lugar de tener que trabajar en aligerar la columna. Es una técnica que se utiliza para poder tener control de la densidad sin tener que agregar o quitar materiales. Aquí tenemos la ventana operativa, como vemos es un poco limitada, comenzamos con la curva negra que es la presión de poro luego tenemos en amarillo la densidad del lodo programada y en naranja, que de hecho en la etapa donde empiezan los objetivos, se ve que se divide en estas dos curvas la naranja y la amarilla, tenemos el apoyo del sistema en MPD, que se manifiesta con los lodos sintéticos de 122 y de 131 más 350 PSI y ese valor se va variando conforme vamos perforando, luego tenemos el gradiente de fractura y por último tenemos la sobrecarga,

[Handwritten signatures and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entonces el operador está previendo este es el escenario más complicado pero creemos que debido al uso de esta tecnología puede variar los valores y tener un buen rango operativo.

Continuamos, como conclusiones del pozo tenemos se considera dentro del Plan de Exploración aprobado el 18 de junio del año 2019, que a pesar de que no es un pozo HPHT sí presenta retos considerables y no sólo por ser de aguas profundas sino por lo que hablamos de la pérdida de fluido, bueno, es un diseño robusto, bueno sería un diseño idóneo para lo que se requiere ya que considera todas las tuberías de revestimiento y que tiene que cubrir diferentes formaciones durante la etapa. La conclusión: lo que hablaba de usar el sistema del MPD para poder controlar la presión y el abandono del pozo será permanente debido a que por ser de aguas profundas pues no hay infraestructura para llevar a cabo una prueba extendida o algo referente y la perforación de este y otros pozos en aguas profundas me parece es fundamental para la incorporación de reservas y del desarrollo del potencial petrolero del país debido a los altos costos que tiene y a la complejidad que tiene, entonces consideramos que es muy positivo para el país que los operadores entren a aguas profundas. Eso sería todo por mi parte y quedo a sus órdenes.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, pasamos a los comentarios, doctora Alma América ¿pregunta o comentario?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, muchas gracias, Comisionado Presidente, la primera pregunta es, o sea no recuerdo bien y nada más es para para confirmar, el pozo Puskon fue un pozo que tuvo problemas por alta presión si no mal recuerdo ¿correcto?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, tuvo un problema para llegar al objetivo final.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí ¿verdad? O sea se marcó como accidente mecánico si no mal recuerdo.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces ¿aquí lo están correlacionando? ¿o ustedes lo están tratando de correlacionar con ese pozo?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Pues se está considerando el ambiente de depósito pero es muy diferente, está a 108 km y la trampa, no es el mismo tipo de trampa.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sí es del mismo tipo de formación.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, entonces manifestaría menos presión de acuerdo a lo proyectado por el operador y a lo documentado.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, mi punto es, al final de cuentas el pozo Puskon sí tuvo problemas de alta presión y tuvieron que cerrarlo por alta presión y lo marcaron como un accidente mecánico, en este caso simplemente es tratar de tener la recomendación de la alta presión que tuvo en aquella ocasión ese pozo y para que se tomen las lecciones aprendidas. Este pozo, se tiene considerado para perforar el mes de junio si no mal recuerdo, el veintitamos de junio, según lo que nos decían ¿se considera que se va a perforar antes? porque lo que nos estaban manejando es de que el operador está perforando con el mismo equipo entonces aparentemente estarían adelantando tiempos, es lo que entiendo por, en los otros localizaciones que están perforando ¿entonces por eso van a adelantar este pozo?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, de hecho apenas enviaron el aviso de abandono permanente y terminan operaciones, de hecho se mandaron dos oficios por parte del operador en los que nos solicitaban que resolviéramos esta solicitud del 30 de este mes, precisamente porque agilizaron sus operaciones y no desean tener el equipo parado por la pérdida económica, entonces comenzarían de inmediato.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, me quiero referir a eso porque quiere decir que están perforando

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en aguas profundas a tiempos mucho más cortos de lo que se había considerado, hace un ratito veíamos desde luego con todos los comentarios que nos hizo el doctor Néstor de los pozos, el pozo de Petróleos Mexicanos que tenía un tiempo, una duración, este está considerado a mucho menos tiempo y están siendo mucho más eficientes en la perforación de los pozos, es en aguas profundas y las consideraciones que se están teniendo es de que están adelantando tiempos en cuanto a la eficiencia de la perforación, simplemente hago el comentario porque creo que se están adelantando fácil dos meses, digamos, en cuanto a los tiempos de perforación y por eso se está considerando el día de hoy su autorización dado que sí se están adelantando mínimo 2 meses y están recortando tiempos por la eficiencia de la perforación ¿correcto?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Eso es todo y sería bueno nada más checar, perdón, checar los costos finales de perforación para que en el reporte que nos vayan a hacer de la perforación de los pozos, nos digan los costos reales que tuvieron, ojalá que puedan tener los costos finales de perforación para que podamos tener estos esos montos comparativamente. Muchas gracias, Comisionado Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me interesó la última conclusión, donde están hablando de que esta exploración es muy importante para el desarrollo futuro y potencial petrolero el país ¿existen otras áreas cercanas que también están en el mismo camino, que donde ya están siendo Planes de Exploración y perforando? Está en la primera figura, la que presentaste donde está esas áreas de alrededor.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Es la lámina número 4, las partes las áreas alrededor están, no están asignadas a operadores, una área tiene Pemex y únicamente la parte inferior es la de PC



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Carigali. No tengo el dato sobre que se vaya a perforar en esa área alrededor más que en la parte de Repsol.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok y ¿en las áreas que son asignaciones de Pemex hay alguna actividad?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Me parece que no, no encontramos ninguna actividad y en el sentido de que por lo mismo no pudimos tener pozos de correlación. Si se fija en el mapa pequeño dentro de este mapa el que está aquí a la izquierda, son los únicos pozos que están más cercanos, entonces todavía no tenemos ninguna actividad en desarrollo de esa área, por eso consideramos que es tan importante.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces muy interesante, más, doble de interesante porque se está abriendo una nueva provincia petrolera, bueno creo que es una muy buena noticia también.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias Comisionado Moreira, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente, me gustaría que pusieran la lámina número 6, por favor. Y ahí en la lámina 6 pues tenemos el diagrama de las tuberías de revestimiento pero me llama la atención algo ahí, hay una profundidad como el orden de 2 mil 400 metros, hay un incremento en la densidad de lodo, ya pueden –a lo mejor quien tiene ahí la presentación que lo señale con el puntero– a 2 mil 400 hay un incremento importante en la densidad de lodo –creo que no lo pueden hacer, pero bueno– lo que se ve allí es –no tanto que lo agranden sino que lo señalen por favor, lo señalen– a dos mil 400, no sé exactamente cuál sea la profundidad, hay un incremento en la densidad de lodo pero ese incremento en la densidad del lodo dado que la tubería la primera tubería está a mil 880 metros, la tubería de 26 pulgadas al parecer, así lo estoy viendo acá, entonces toda esa parte desde mil 880 está descubierta, entonces si se incrementa la densidad del lodo en esa cantidad van a fracturar en la parte arriba –creo que no puedo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tener yo el control, pero bueno, pongan un poquito más arriba, ahí es donde está el incremento en la densidad del lodo— Pero ese incremento la densidad del lodo lo llevan hacia arriba en una forma vertical se van a poder dar cuenta que se sobrepasa el gradiente de fractura a una profundidad del orden de 2 mil 200, 2 mil 150 metros, por ahí arriba van a fracturar ¿si observaron este tipo de detalle?

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Se refiere a donde está la tubería conductora ¿a esa altura más o menos?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A esa altura se va a fracturar porque está en agujero descubierto todavía, cuando estás perforando a 2 mil 400 metros se incrementa la densidad, todo está, el agujero está descubierto, está descubierto hasta mil 880 metros. Se terminan de perforar mil 880 metros y asientan una tubería de revestimiento, siguen perforando hasta 2 mil 812 metros pero en 2 mil 400 incrementan la densidad de lodo, ese incremento en la densidad del lodo puede hacer que se rompa las formaciones más arriba, lo que hace es, donde está la densidad de lodo súbanlo verticalmente y van a observar cómo intercepta la línea punteada que es la línea de gradiente de fractura, y la intercepta en el orden de 2 mil 200 metros, ahí van a tener una fractura.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, ya comprendo, entonces tendría que revisar exactamente el dato, no estoy seguro si por el cambio con tirantes de agua, tendría que revisar cómo se hace la primera etapa.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cómo tienen? Ahí tienen la gráfica, perfil de gradiente de fractura es lo punteado, entonces en la medida que tú vas preparando la densidad de lado no puede sobrepasar gradiente de fractura en ninguna posición, a esa profundidad de 2 mil 200 no estás teniendo ningún problema pero arriba sí, porque tu tubería de revestimiento está asentada a mil 880 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ok. Ahora considerando que son valores referenciales no se tiene que.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cómo referenciales? Eso es la base para el diseño de las tuberías de revestimiento.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, el rango donde inicia ¿no? El cambio, debido al cambio de fluido.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues es que ahí está, no sé si el dibujo está mal hecho pero ahí la densidad la incrementan arriba de 1.1 y la gradiente fractura pegado a los 2 mil metros de abajo de 1.1, entonces van a fracturar ahí en esa parte de arriba, ahora, paso a otro asunto, si quien vayan revisando esto, hay que cuidar que no vayan a fracturar la formación, una pérdida de lodo, pero por otro lado también lo que se observa de este pozo es que están ahorrando mucho en tubería de revestimiento porque hacen muchos *liners*, hacen un tubería de revestimiento a mil 880 metros después la siguiente 2 mil 812 y todo lo demás son *liners*, el liner que va de 12 1/4 y el *liner* que va, no sé si es 9 5/8 la de abajo, y además finalmente de dejan el agujero al descubierto, eso no es posible hacerlo en todos los pozos, pues nada más haciendo la comparación el pozo anterior, el pozo anterior requería 7 tuberías de revestimiento y este solamente 4 y de esas 4, 2 son *liners*. Por ejemplo, el *liner* que va de 2 mil 650 metros se está ahorrando 2 mil 650 metros de tubería y lo que hay que revisar es que la integridad del pozo se mantenga durante la perforación pero también durante la vida productiva del pozo, así lo plantean nuestros Lineamientos, ese es el segundo comentario, pero lo que se me hace complicado, se me hace muy peligroso es que en algún momento dado la densidad del lodo sobrepase el gradiente de fractura.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De acuerdo a la solicitud ingresada por el operador tenemos todas las elipses, las envolventes de, para el uso de tuberías, coples, conexiones, etcétera. Las revisamos a detalle y en ningún momento se ve que se sobrepase o se acerque a llegar a un límite en cuanto a la

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

resistencia de dichos materiales, vamos a revisar también con el operador.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no me refiero a las tuberías, me refiero a las pérdidas de fluidos por fracturamiento de las formaciones que se van perforando, este es el incremento del lodo a 2 mil 550 metros, que es lo que como yo veo aquí en la gráfica, no, no estaba a 2 mil 550 está arriba de 2 mil 500, está como dos mil 300, o dos mil 450.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Creo que quiere participar el ingeniero Alcántara, para ampliar la respuesta.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto, sí que nos comente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ÁLCANTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Sí Comisionado Martínez, tiene usted razón en lo que se está observando en la figura, pero en la realidad no es así, nosotros hicimos una revisión adecuada sobre todo porque como ha mencionado varias veces una de las partes importantes es la integridad del pozo, es algo que nosotros nos enfocamos con un mayor cuidado y en esto quizá esté la figura, el dibujo no es el afortunado pero la densidad del fluido no rebasa ese gradiente de fractura en la realidad. Entonces no estamos esperando realmente pérdidas por un fracturamiento de la formación, incluso estuvimos revisando la parte donde están, en la parte más abajo, las tuberías de contingencia precisamente porque se tienen unas zonas de pérdida y nosotros incluso platicamos directamente con el operador para ver cómo se iba a hacer la contención de estas estas zonas de pérdida, ya lo mencionó el ingeniero Castellanos de que se iba a utilizar un material obturante dentro del mismo fluido para hacer esa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contención, nosotros comentábamos incluso que para el caso de pérdidas totales, qué es lo que ellos harían, dado que estas zonas de pérdida pues se encuentran frente a los objetivos geológicos principales, entonces no es tan simple, en determinado momento pérdidas totales se puedan contener con simple incorporación de material obturante en el fluido de perforación, y entonces comentábamos que sería ahí muy importante utilizar algún otro tipo de técnicas para la colocación de materiales sobre todo de carbonato de calcio para que con una solución ácida pues posteriormente pudiéramos recuperar la permeabilidad en esa parte de las zonas objetivo. Entonces realmente el análisis se hizo completo pero sí, si vemos estrictamente la figura y por la definición que se tiene de proyector y todo sí parecería que va a tener ese tipo de comportamiento, que vaya a fracturar pero en la realidad no es así.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-
Entonces entiendo que la figura está mal.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ÁLCANTARA MAYIDA, DIRECTOR
GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Sí, la figura,
le digo, no, no es muy adecuada y por la definición incluso de la
misma proyección y – yo lo veo aquí en la máquina ahorita– y sí
parece que rebasara esto pero no es lo que sucede.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno,
tienen mi voto de confianza pero sí hay que asegurar que en todos
los diseños que nos manden en ningún momento se sobrepase el
gradiente de fractura, y generalmente las personas creen que es
en la posición donde se incrementa la densidad del lodo, no, la
parte más débil es la boca de la TR que está arriba

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ÁLCANTARA MAYIDA, DIRECTOR
GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Así es, así es,
sí siempre serán a las salida de las TRs serán las partes más débiles
para llegar con un fluido con densidad adecuado precisamente
para evitar ese tipo de problemas.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas
gracias, ingeniero Alcántara.

INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES, UNIDAD TÉCNICA
DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Aunado a esto me



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gustaría comentar, Ingeniero Néstor, tenemos en la solicitud de perforación una gráfica de una ventana operativa mucho más robusta en el sentido de que tiene mucho más curva, para efectos del Órgano de Gobierno de tu presentación les pedimos que lo simplificarán, con gusto le podemos hacer llegar la ventana más completa.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien ¿algún otro comentario o pregunta? Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, ninguno.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias, Presidente. Bueno, desde luego agradecer los comentarios del doctor Néstor, estas cuestiones que son ... se las agradezco... al ingeniero Alcántara... cuando vayan a empezar los trabajos de perforación, que lo han hecho, lo hacen constantemente, particularmente en este pozo se mantenga una comunicación con el operador, yo agradezco, insisto, los comentarios del doctor Martínez y bueno creo que es indispensable que durante la actividad perforación mantengamos una comunicación estrecha con el operador, y un segundo comentario ya lo habían apuntado la doctora Alma América y el doctor Moreira, recordar que en las aguas profundas del Golfo de México está la mayor riqueza prospectiva del país, ahí se concentra el 60 por ciento, en números cerrados, de los recursos prospectivos de México, es decir recursos que están pendientes de descubrir, recursos cuya existencia se infiere pero está pendiente de descubrir y este pozo ojalá, está dirigido justamente eso, a llevar a cabo un descubrimiento que abrirá, ojalá insisto, abrirá toda una nueva ventana de oportunidad para las actividades de exploración y eventualmente de extracción. Recordar también que en aguas profundas los tiempos en los que se mueve la industria pues son los tiempos en máximos, ahí se mueve más bien en el largo plazo,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yo he dicho en broma medio en serio, que las aguas profundas son la Fórmula 1 de la industria, ahí juegan pocos y los pocos que juegan lo hacen en equipo, yo creo que sería fundamental que en aguas profundas se pudiera retomar una nueva licitación, es lo que mandata la Constitución. Estas actividades como área estratégica deben servir para que la nación se haga de recursos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo y estas áreas de aguas profundas son las que se mueven en el largo plazo, los precios actuales de los hidrocarburos no serán los mismos en 15, 20, 25 años ¿cuáles serán? quién sabe pero ciertamente no serán los de ahora. Entonces yo creo que ahí, particularmente en las áreas de aguas profundas en el Golfo de México creo que sería muy interesante que se pudieran reabrir las rondas de licitación, permitiendo a Petróleos Mexicanos, desde luego, participar, permitirle a los demás operadores, que por cierto ya están en el país, una prueba clara de esto es Repsol que es el operador de este contrato, permitirles otra vez, insisto, competir, asociarse y que se vayan asignando más áreas, lo decía el ingeniero en la exposición, no hay áreas contiguas cercanas, este es un pozo en ese sentido con un alto grado de incertidumbre, ojalá sea exitoso y ojalá permita ir poco a poco avanzando en estas actividades, se asignen más contratos, se lleve a cabo más actividad exploratoria, porque insisto, ahí está la mayor riqueza prospectiva de México, de manera que bueno, pues muchas gracias, Presidente y gracias colegas, particularmente al doctor Martínez por sus comentarios y sus decisiones ciertamente muy técnicas, muchas gracias, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con gusto, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel. De no haber otro comentario voy a pedir al Secretario Ejecutivo que 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.07.003/2020



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Repsol Exploración México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Júum-1EXP.

ACUERDO CNH.07.003.2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos, así como 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 Repsol Exploración México S.A. de C.V para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Júum-1EXP.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Tenoch-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. ¿Ya se puede escuchar?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya.

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ok, muchas gracias, disculpen. Efectivamente traemos a su consideración los elementos técnicos generales para la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre de Tenoch-1EXP presentada por el operador petrolero Pantera Exploración y Producción 2.2. S.A.P.I. de C.V.

En la siguiente lámina, por favor, presentamos el fundamento legal el cual me voy a permitir obviarlo ya que es el mismo presentado para los pozos anteriores y en la siguiente lámina presentaremos los datos generales de la autorización del pozo. Disculpen, es la lámina que corresponde a los tiempos de atención a la perforación, a la solicitud de autorización de perforación del pozo, la cual en los recuadros que están en la parte inferior, corresponden a las acciones realizadas por el operador petrolero desde su solicitud realizada el 14 de febrero del presente año y los recuadros en la parte de arriba corresponden a las acciones tomadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presentando entonces un tiempo de atención de 19 días hábiles, estos 19 días hábiles no se consideran el tiempo transcurrido a partir del 23 de marzo, en el cual se determinó la suspensión de los plazos por efectos de la contingencia. La siguiente lámina por favor, ahora sí traemos los datos generales de la autorización del pozo, en las cuales, en el mapa que se presenta en la parte derecha de la diapositiva podemos observar la distribución del área contractual en el polígono que está señalado en color amarillo, el cual se ubica dentro del, se distribuye dentro del estado de Tamaulipas y en su parte del norte, parte se distribuye también en el estado de Nuevo León, dentro de esa área contractual se distribuyen campos que fueron productores, en los cuales digamos, se están alineando o pertenecen a un mismo alineamiento estructural que es característico para los *plays* del Terciario dentro de la Cuenca de Burgos que es a la que pertenece este pozo. El pozo Tenoch dentro de esta área contractual se ubica en la parte hacia el sur del área contractual y cercana al campo Rosco, el cual se ubica hacia la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte este de la localización propuesta para este campo, y como podemos observar hay distintos pozos de correlación principalmente asociados al campo Rosco, y estos se distribuyen en un promedio de tres kilómetros hacia el oeste de la localización propuesta.

El pozo pertenece al contrato CNH/R02-L02-A4-BG/2017, es el área 4, del área Burgos y pertenece al escenario base dentro del Plan de Exploración aprobado, el Plan de Exploración fue sometido a la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 11 de febrero del 2019 y en términos de perforación de pozos, este pozo pertenece al escenario base de dicho Plan de Exploración y dicho escenario base considera la perforación de 2 pozos, este sería el primero al ser perforado en términos de lo ya mencionado y como escenario incremental dentro de ese Plan de Exploración se tiene se tiene considerado la perforación de un pozo adicional, cabe mencionar que dentro de dicho Plan de Exploración los prospectos visualizados por el operador todos pertenecen a *plays* del Oligoceno, de edad Oligoceno, el cual digo, digamos para la perforación de este pozo también se tiene el Oligoceno Inferior y está la formación que es el objetivo de la perforación que es el Oligoceno Vicksburg, como se puede ver en las láminas en la diapositiva, del Oligoceno Vicksburg existe una formación dentro de, digamos, una unidad estratigráfica dentro de este Oligoceno Vicksburg que se denomina OV-3 y se distribuye un intervalo de interés, en el intervalo de mil 667 a mil 753 metros verticales bajo la mesa rotaria, a esa profundidad, a ese nivel de profundidad se tienen considerados, o se tienen estimados condiciones de presión y de temperatura de 90 grados Celsius y 3 mil 493 libras sobre pulgadas cuadradas. Por estas condiciones el pozo se cataloga como un pozo de presión y temperatura normales y se espera hidrocarburos del tipo gas y condensado teniendo una gravedad API de 41.4 grados API para la parte del condensado.

El pozo será perforado de manera direccional con una trayectoria tipo J y veremos más adelante que la trayectoria del pozo favorece la parte en la que se va a cortar la estructura geológica, se va a alcanzar una profundidad total programada de 2 mil 118 metros verticales bajo la mesa rotaria y lo que significa en metros desarrollados de 2 mil 320. Se tienen un programa de perforación y terminación de 28 días los cuales 20 pertenecen a la perforación y 8 días corresponderán a la terminación, esto iniciaría a partir del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

7 de mayo de 2020 y concluirían operaciones el 4 de junio del 2020. Aquí cabe resaltar que el operador petrolero envió una solicitud para continuar con el trámite de la perforación del pozo y menciona que, digamos a las fechas más actualizadas que tiene, iniciaría perforación previo antes del 30 de mayo, de abril de este año y solicitó la resolución o la continuación de este trámite, sin embargo, las fechas que nosotros estamos proporcionando en esta diapositiva corresponden al programa calendarizado establecido en la solicitud de autorización de perforación del pozo. Los costos que se consideran para la perforación de este pozo ascienden a 5.1 millones de dólares de los cuales 4.2 pertenecen a la perforación y 900 mil dólares corresponden a la terminación del pozo. El equipo de utilizar es un equipo terrestre denominado Parque Drilling 222 con una potencia de mil 500 caballos de fuerza, una carga de 430,340 toneladas, capacidad de carga y una profundidad máxima de perforación de 4 mil 500 metros. Tiene, cuenta con un sistema de preventores de 10 mil libras sobre pulgada cuadrada, aquí nuevamente resaltamos que el equipo seleccionado obedece a la campaña de perforación que el operador tiene considerada dentro de su área contractual, este equipo actualmente está perforando un pozo de desarrollo en el campo Rusco. Los recursos prospectivos que se estimaron para este pozo son 14 mil 600 millones de pies cúbicos de gas y para la parte del condensado se estiman 22 mil barriles que se obtengan, lo que en millones de barriles de petróleo equivalente asciende a 2.466. La siguiente lámina, por favor.

En esta lámina describimos en el prospecto como tal, es una trampa combinada cuya componente estructural es un anticlinal orientado noroeste sureste y tiene cierre contra falla en su flanco oeste y cierra natural en sus demás direcciones, además tiene una componente estratigráfica, la cual está determinada por la distribución lateral de las secuencias de areniscas que se esperan hayan sido depositadas en barras, en un sistema de barras costeras de acuerdo con un modelo sedimentario, dentro de la lámina en el mapa estructural que se observa en la parte derecha precisamente se tiene la componente estructural y la componente estratigráfica está señalada por la línea amarilla y ésta componente estratigráfica fue determinada a partir de la evaluación de atributos RMS, así como de atributos por análisis AVO, la línea sísmica que se muestra en la parte izquierda trata de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ilustrar, hacia la parte izquierda en la localización Tenoch y como mencionamos en una lámina anterior, la trayectoria del pozo que está señalada en la línea azul, favorece el cortar, digamos, el mayor número de posibles areniscas que pudieran encontrarse dentro del área de interés, en un echado adecuado, además lo que se observa en la misma línea sísmica es la correlación con el campo Rusco el cual es productor también en las arenas Oligoceno Vicksburg, las denominadas AB3 y, sin embargo hay un elemento estructural o hay dos elementos estructurales que diferencian dicho campo con el prospecto Tenoch, y esto es que los dos bloques estructurales que se encuentran y que se pueden observar en la línea sísmica no presentan producción en el Oligoceno Vicksburg y por lo tanto pues existe una diferenciación entre uno y otro. La que sigue por favor.

En esta lámina presentamos el diseño del pozo, el cual estamos considerando adecuado en términos de la columna geológica que se presenta en la parte derecha del diagrama, además se presentan los fluidos de perforación a utilizar y la ventana operativa estimada basada en el estudio geomecánico, el diseño se basó en la selección del diseño basado en los pozos de correlación, la columna geológica de condiciones de yacimientos y se estimó una ventana operativa a partir de las velocidades sísmicas, las correlaciones petrofísicas hechas con los pozos cercanos, las pruebas de goteo en los pozos de correlación y eventos de la perforación que se hayan presentado. Ello derivó en un estudio geomecánico y cuyas curvas se presentan en la ventana operativa que estamos visualizando en el diagrama. El diseño del pozo corresponde a una tubería conductora de 20 pulgadas asentada a 40 metros y una tubería superficial de 13 3/5 asentada a 300 metros verticales, para esta primera etapa de la perforación se observa en la ventana operativa que se tienen condiciones de presión equivalentes a la hidrostática y además será perforado con fluidos de perforación a base de agua, esto con el fin de aislar los acuíferos superficiales. En la siguiente tubería de revestimiento que está programada corresponde a una tubería de 9 5/8, es la etapa intermedia con la cual se espera todavía atravesar condiciones de presión de poro normales equivalentes a la hidrostática y alcanzar la primer rampa de presión de poro, además de atravesar una falla normal dentro de la formación frío marino que pertenece al Oligoceno y con la cual se estarían



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mitigando algunos eventos de pérdidas de circulación y se estaría aislando la parte de la falla.

Finalmente, para la última etapa de la perforación que corresponde a la tubería de producción se emplearía un *liner* de 7 5/8 y éste tiene como finalidad alcanzar la profundidad total del pozo y además establecer contacto con el objetivo de la perforación que se muestra en la parte hacia la profundidad total programada que se distribuye desde alrededor de los mil 500 metros, mil 800 metros hasta la oportunidad total programada. Como vemos en la parte del diseño de la perforación tenemos programado, se tiene programado un *liner* de contingencia de 5 1/2 y esto porque el operador petrolero visualizó hacia la cima del Oligoceno Vicksburg posibles gasificaciones que demandarían incrementar la densidad de los fluidos de la perforación y ello conllevaría a asentar de manera anticipada el *liner* de 7 5/8 precisamente para aislar estos posibles eventos de gasificaciones y poder alcanzar el objetivo geológico ahora con el *liner* de contingencia de 5 1/2. La siguiente lámina por favor.

Finalmente tenemos las conclusiones que se observaron para este pozo y básicamente es que en el pozo Tenoch se encuentra en un área en el que se ha establecido producción de gas y condensado en campos cercanos, en algunos de estos campos se ha encontrado aceite ligero, por lo tanto la clasificación del pozo propuesta por el operador es acorde con las características del área y en caso de éxito pues se incorporaría un nuevo campo y se contribuiría a incrementar el valor de los recursos presentes en el área contractual y además se reduciría la incertidumbre asociada a toda vez que se estaría perforando hacia los límites de las áreas más exploradas y desarrolladas. En la columna geológica estimada por atravesar se identificó una falla geológica que podría ocasionar eventos de pérdidas como ya lo mencionamos, pérdida de circulación de fluidos o manifestaciones de fluidos de formación y para esto el operador petrolero estableció diversas medidas de mitigación entre las que resaltan: primero, asegurar la limpieza del agujero, esto con el fin de mantener la densidad equivalente de circulación y así poder evitar posibles pérdidas durante la perforación de esa falla normal, además que en todo caso se mantendría o se estaría estableciendo el material obturante para esa etapa de la perforación. La última conclusión es que el diseño de la perforación del pozo Tenoch se considera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adecuado con una ventana operativa y la columna lito estratigráfica considerada por atravesar como lo vimos en la lámina anterior. Por mi parte sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. Le pido a la Comisionada Alma América si tiene alguna pregunta.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más una, gracias, Comisionado Presidente, el pozo en caso de ser este exitoso ¿se abandonaría, ingeniero?

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, de hecho fue un tema de prevención, puesto que el programa preliminar de terminación estaba considerando entregar el pozo a producción o digamos como términos generales así lo estaba considerando su secuencia operativa, sin embargo consideramos, prevenimos al operador en ese sentido y dice él que, bueno, en caso de éxito tienen 2 escenarios de abandono temporal o permanente y ellos presentarían su programa de evaluación conforme a la normativa que aplique.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿O sea qué? ¿se abandonaría? Ya, tienen dos opciones.

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es. Ellos ya tienen los dos escenarios considerados.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero en casos de abandono temporal o definitivo?

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- El abandono temporal sería en caso de éxito y en caso de valorar que posteriormente se tenga la evaluación, que se pase en la fase de evaluación una vez teniendo obtenido el descubrimiento.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, ninguna pregunta, Presidente.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, Comisionado Presidente, si pudieran poner la lámina 4 por favor. Ahí en esa lámina hay un mapa en donde se observa el Tenoch-TEXP, está en rojo, creo que todos lo pueden ver, y está muy alejado de los otros pozos entonces por eso es necesario que haya un abandono temporal si es que fuera exitoso el pozo, que ojalá lo sea, y si no, sería definitivo. El otro asunto que quiero resaltar es que este es el primer pozo la Ronda 2.2, es un pozo en área gasera entonces, claro que es muy buena noticia que ojalá y tengamos más pozos en esta área. Acuérdense que es la parte de Burgos, la parte que hay entre Nuevo León y Tamaulipas, pues ojalá tengan éxito y tener ahí una buena rentabilidad. El pozo está costando 5.1 millones de dólares y también está considerando las pruebas y el abandono, por otro lado, esa área ahorita actualmente está produciendo, toda esta área contractual que tiene Pantera, 3.7 millones de pies cúbicos por día, ojalá lo puedan incrementar con este nuevo descubrimiento que ojalá y se llegue a dar. Esos son mis comentarios. Muchas gracias.

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

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada, Comisionado Presidente, Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, yo tengo unas preguntas, quería preguntar ¿por qué hay un incremento en los costos de perforación respecto al plan? porque inicialmente se contaba, el monto era 7.2 millones y este Tenoch, y era para 2 pozos, y el Tenoch va a salir en 5.1.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ok, en la información que revisé, en relación con el Plan Exploración, el desglose de los costos de la perforación del pozo no considera la toma de información, no considera la prueba de producción y entonces hay un desglose muy detallado en el Plan de Exploración en el que, digamos, no se refleja la manera integral en la que lo estamos presentando en la solicitud de autorización de la perforación del pozo, la misma naturaleza de la información que se pide a la solicitud de autorización de perforación de pozos no pide todo ese desglose y por eso generalmente vemos algunas diferencias entre lo que se está presentando en el Plan de Exploración en relación con lo que se está presentando en la solicitud de autorización de perforación del pozo. Es decir, al final de cuentas lo que vemos reflejados en el Plan de Exploración como perforación son los servicios de perforación del pozo, en la solicitud de autorización de perforación del pozo está incluida los servicios de perforación, el movimiento de equipos, la toma de información etcétera, etcétera.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ok.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. Iba a preguntar también, en el escenario base se contemplan dos pozos el Tenoch y el Cintli, ambos a realizarse en 2019 por lo que pareciera que ya hay un retraso, la pregunta es ¿cuándo vence el período inicial de la evaluación?

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No tengo ese dato por el momento, déjeme lo investigo, pero es un periodo inicial de la parte exploratoria, déjeme abrir rápidamente la resolución del Plan.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Comisionado Presidente, si me permite un comentario.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Todo esto lo revisamos, me tocó ser ponente de este tema y efectivamente estamos dentro de los tiempos del Plan de Exploración, porque además aquí hay varios planes que están de alguna forma sobrepuestos, de exploración, de evaluación, de desarrollo, pero sí está dentro de los tiempos, y por otro lado creo que también es importante comentar que este es un contrato de licencia y efectivamente el costo es mayor pero aquí no hay recuperación de costos y creo que eso es importante de decir. Durante mucho tiempo algunos de nosotros, que como comisionados, planteamos que lo mejor que se podía hacer era tener contratos de licencia para estar evitando el tener que cuidar a los operadores de que pudieran inflar los costos. Este es un contrato de licencia, yo creo que en el mejor de los casos los operadores están buscando el bajar los costos en la medida de lo posible, yo iba a hacer un comentario que finalmente decidimos que no se iba a hacer cuando estuvimos analizando el pozo, porque pueden observar aquí en la gráfica que el objetivo geológico está a mil 753 metros, el pozo lo perforan hasta 2 mil 320 metros, el pozo tiene mayor profundidad que el objetivo, allí podría haber oportunidades de ahorro pero finalmente eso es algo que tiene que cuidar el operador porque finalmente no hay una razón de costos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Claro, muy bien. Bueno ¿hay algún otro comentario de alguien más?

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Nada más, regresando a la pregunta del Comisionado Presidente; sí, precisamente el pozo, el Plan de Exploración se encuentra en la fase inicial y comprende un periodo de hasta el 2020, entonces el operador petrolero con los tiempos que están considerando estaría en tiempo para realizar las operaciones dentro de su período inicial de exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, perfecto. Si ya no hay otro comentario al respecto pido a Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo."

(C)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.07.004/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Tenoch-1EXP.

ACUERDO CNH.07.004/2020

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36 fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 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 Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Tenoch-1EXP.

II.5 Opinión técnica a la Secretaría de Energía sobre la modificación al Anexo 1 del título de la Asignación A-0371-M-Campo Xux.

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 dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- ¿Listo? Ah, perfecto, gracias. Como les comentaba, gracias a todos los que están presentes, buenas tardes, vamos a presentar esta opinión técnica que nos está solicitando la Secretaría de Energía referente a lo que es la reducción de un área de asignación, de la asignación Xux, del campo Xux, y vamos a ver primeramente lo que es la lámina de la relación cronológica, la siguiente por favor.

Esta solicitud ingresó el 17 de febrero del 2020 a la Secretaría de Energía, estuvimos nosotros revisando la información que nos proporcionaron en ese momento, se solicitaron aclaraciones y complementos de información del 25 de febrero del presente, nuevamente la información adicional la ingresó la Secretaría de Energía el 17 de marzo del presente, y nosotros iniciamos con la opinión técnica, la cual de acuerdo a esta suspensión que tenemos, nos llevó 3 días hábiles para poderla realizar y estamos presentando el día de hoy 23 de abril del 2020.

Dentro de la información que se presentó, la siguiente por favor, dentro de la información que se presentó por parte de la Secretaría de Energía se estuvo haciendo la revisión completa de toda esta información que fue desde el punto de vista del análisis de información del modelo geológico, el análisis de la información del modelo estático y lo que estuvimos viendo nosotros es que esta asignación tiene 2 formaciones asignadas, que es el Cretácico y el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que en el título de asignación vigente tiene un área de 43.619 kilómetros cuadrados, y lo que nos está presentando con esta solicitud de modificación del área, el operador que lo presentó a través de SENER, es que esta área va a mantener las dos formaciones tanto del Cretácico como Jurásico pero se está reduciendo a 31.5 kilómetros cuadrados, esto representa una reducción de 12.117 kilómetros cuadrados y prácticamente lo que sería un equivalente a 28 por ciento del área total vigente.

Del lado derecho pueden ver ustedes lo que sería la configuración inicial de la asignación o la que tiene ahora vigente que es la que está en color rojo y unas partes achuradas en color gris, eso es el área inicial y el área nueva que está presentando el operador petrolero para reducción derivado de su análisis de la información del modelo estático y dinámico, está renunciando a 4 áreas, un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

área uno, que lo vemos en la parte superior, el área dos, que la vemos en la parte oeste de lo que sería el campo igual que el área tres, y en la parte inferior vemos el área de renuncia cuatro, esto es lo que está proponiendo el operador petrolero, que ya no es, para ellos, yacimiento y que se tendría que ajustar. La siguiente por favor.

Como se mencionó, este ajuste del área lo están haciendo las dos formaciones tanto a nivel del Cretácico como a nivel del Jurásico, todo esto como se comenta es derivado de la actualización del modelo estático donde ellos hicieron, tomaron una nueva sísmica, lo que es un nuevo cubo sísmico que es el cimiento Tohual y a partir de este y con el complemento de información que se tomó durante el desarrollo del campo, puesto que cuando se asignó en la Ronda Cero y se le dio el área inicial vigente solamente tenían ellos dos pozos exploratorios y dos pozos de desarrollo, actualmente ya cuentan con 14 pozos de desarrollo en los cuales tomaron información adicional, tomaron VCP que les han permitido a ellos la actualización del modelo estático para determinar estas áreas de renuncia, igualmente lo que hicieron ellos es que la mayoría de los pozos nuevos de desarrollo que se perforaron estuvieron tomando información de pruebas de presión para poder actualizar también lo que es un modelo dinámico, y complementando todo esto es que presentan esta solicitud de modificación.

La siguiente por favor, dentro del análisis que se hizo de la información estática que ellos presentaron se revisaron algunas secciones sísmicas que presentaron, dentro de estas secciones sísmicas se puede ver la sección que es B prima del campo, y en la parte oeste del campo vemos nosotros lo que es el área de renuncia, lo que ellos están mencionando es que de acuerdo a esta sección y la interpretación que están haciendo es que hacia esa zona oeste se ve que el yacimiento no tiene mucho relieve, el relieve es muy bajo y que las propiedades, el análisis petrofísico complementándolo, dicen que no ven ellos ya interés geológico petrolero, por lo cual para ellos no tiene capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y es por eso que están solicitando la renuncia de esa área.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La siguiente por favor, ahora en esta sección sísmica la CS prima como se ve también en la parte derecha de la imagen, en la parte superior a un costado el plano, refleja cómo se está llevando a cabo este corte y lo que podemos observar también, y lo que nos están presentando de la interpretación de este nuevo cubo sísmico es que las principales zonas de alto relieve, donde pudieran tener ellos acumulación de hidrocarburos, es las que ya tienen identificadas ellos hacia la zona central y las zonas de renuncia 1 y 4 igualmente presentan un relieve más bajo, tanto en el Cretácico como en Jurásico, y esto lo que están interpretando ellos es que también pues ya no representa interés geológico petrolero, por lo cual le están renunciando tanto al área 2 como al área 4 que se ve en esta sección, de acuerdo a la interpretación de su último modelo estático. La que sigue por favor.

También se hizo el análisis a nivel Jurásico de la información que nos están presentando de la interpretación y lo que hicieron ellos, en sus fases sedimentarias, en la parte izquierda podemos ver nosotros lo que sería las dos fases sedimentarias para lo que lo que es el Jurásico y en la parte café se observa lo que le llaman ellos la parte del borde del banco y donde están viendo ellos principalmente la que sería la zona del banco lítico, que es donde están las mejores características del campo lo vemos en color amarillo, y la mayoría de los pozos que se perforaron para desarrollar el campo vemos que están ubicados en esa zona, dentro de lo que es ya la zona 2, 3 y 4 pues vemos que ellos están poniendo que ya no tenemos zona debajo, que es una zona restringida y para lo cual ellos están determinando lo que en este momento no sería yacimiento y no tienen interés, igualmente si vemos la distribución que presentan ellos de la porosidad, en las áreas de renuncia es donde estamos viendo nosotros que tienen las propiedades más bajas en cuanto a este parámetro, y lo que comentan es que en promedio todas estas zonas que se ven en lila tienen una porosidad menor al 5 por ciento que no les representa a ellos esta capacidad de almacenamiento comercial para hidrocarburos, y las mejores zonas pues también se pueden identificar hacia la zona alta donde la porosidad tiene un valor entre el 5 y el 11 por ciento que es la que ellos pretenden conservar. La siguiente, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente lámina podemos ver también cómo está la distribución de saturación de hidrocarburos hacia las zonas que están renunciando 1, 2, 3 y 4 pues no vemos que se esté poniendo ningún valor, ya ellos están determinando que la saturación de esas zonas prácticamente es del uno por ciento de agua, en la mayoría de las ocasiones llega a este valor y se está considerando que es ya la parte del acuífero, y hacia las zonas centrales donde tenemos nosotros la mejor saturación, que es aproximadamente del 60 al 70 por ciento de hidrocarburos, y también lo importante que se puede distinguir en esta lámina es que se está viendo que con la nueva configuración estructural y la nueva, el nuevo polígono de asignación que están pidiendo ellos ya esté recortado, todos los pozos que se han perforado de desarrollo caen dentro de esta zona, por lo que no representa problema de que alguno de ellos quedara fuera del nuevo polígono de asignación. La siguiente.

Igualmente haciendo el análisis de la producción lo que se puede observar en esta nueva interpretación geológica que se está viendo en pantalla del lado izquierdo, es la que resultó producto de la actualización de los dos modelos, tanto estático como dinámico, y ellos están poniendo, el operador, dentro de esta interpretación estructural y del el mapa, están poniendo lo que serían mapas de burbujas que reflejan el diámetro de cada uno de ellos, el volumen de reserva que están acumulando como lo podemos constatar pues todos ellos están teniendo la mejor recuperación hacia la zona alta de la formación, entonces esto es lo que les garantiza a ellos es que la zona que están conservando es la que tiene la mejor acumulación de hidrocarburos y que tiene las mejores recuperaciones y es la que piensan en ellos continuar explotando. La siguiente, por favor.

Respecto a esta actualización que hicieron también de su modelo estático y dinámico, están haciendo ellos una nueva cuantificación de reservas, esta actualización como se comentó, obedece a que durante el desarrollo del campo se tomó mayor información en cuanto a los registros que físicos, se estuvieron cortando núcleos, se estuvieron tomando nuevos registros, se hizo una reinterpretación y una nueva interpretación también petrofísica avanzada de lo que es la zona de mayor interés y también se estuvo comparando como lo mostramos anteriormente, la historia de presión producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con ellos se concluyó que las áreas a las que se está renunciando ya no tendrían reserva, el nuevo, la nueva concepción que tienen ellos dónde está su reserva 2P está incluida dentro del nuevo polígono y esto es de acuerdo a toda la reinterpretación, las mejores calidades de roca y las mejores saturaciones de fluidos. Esta situación de la modificación de lo que sería tanto el volumen original del campo como los volúmenes de reservas remanentes de acuerdo a esta interpretación pues nos lleva a que el Plan vigente va a requerir de una modificación puesto que la estrategia ya está siendo distinta, ya las zonas de la reserva 3P pues se están desincorporando y se tiene que ajustar toda esta situación en cuanto a los volúmenes a recuperar en el Plan. La siguiente, por favor.

También podemos ver nosotros lo que es la actualización de información que se hizo respecto a lo que es el Cretácico, todo lo que mostramos anteriormente se refería a la formación productora actual que es la del Jurásico pero también ellos hicieron la interpretación de toda la información del Cretácico, esta formación de Cretácico en el Plan vigente no tiene reserva, sin embargo en esta nueva interpretación que están haciendo ellos pues ya encuentran potencial y lo que están haciendo ellos es que con la nueva interpretación en este caso, por ejemplo, de los espesores netos en que hay buenos espesores en algunas partes de la formación, igualmente viendo el atributo de lo que es este sísmico de fases, ellos están identificando que hay buenas zonas de fracturamiento en este yacimiento aunque la mayoría del yacimiento como se mostró anteriormente son calizas, en las zonas que vemos nosotros naranja, color rojo se está interpretando que tiene un buen nivel de fracturamiento y que esto podría tener condiciones favorables para la producción. Adelante.

Como se mencionó a nivel Cretácico se puede ver ahí las áreas de renuncia de acuerdo a la interpretación que tienen actualmente el operador y donde se presenta la oportunidad donde se tenga la acumulación de reserva probable, en color amarillo, no tendría ninguna afectación si nosotros quitamos las áreas de renuncia y lo que estaría también, lo que estamos identificando es que al incorporar ellos dentro de esta nueva interpretación posibilidades de acumulación de reserva probable a nivel de Cretácico pues nuevamente tenemos un cambio en lo que sería la estrategia de

//
P

(C)

C.
N
A



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extracción y lo que estamos nosotros viendo de esta situación es que se requeriría una modificación del Plan, que el Plan sea adecuada para poder incorporar la actividad y los volúmenes a extraer se están proponiendo al nivel de Cretácico.

Ahora lo que podemos ver en esta lámina es respecto al tipo de actividad que se tenía en el polígono original, en la lámina del lado izquierdo, la primera del lado izquierdo, vemos en toda la parte gris oscuro, perdón, marrón, que toda esa parte marrón donde tiene superpuesta también en el área verde el nuevo polígono de asignación, toda esa área de actividad de extracción también está superpuesta con la AE-Chalabil-155, igualmente toda el área de verde del nuevo polígono seguiría teniendo un área superpuesta de extracción, en lo que es Chalabil, lo que le restringiría hacer actividades exploratorias en esa zona y poder realizar las actividades de extracción, sin embargo las áreas en marrón, si lo vemos en la figura del lado izquierdo pues esto esa área estaría contenida de renuncia en lo que sería Chalabil para poder garantizar que en dado caso que se haga algún reanálisis o alguna interpretación con mayor información geológica petrolera pudiera realizarse alguna actividad exploratoria, entonces de esa manera queda balanceada lo que sería el área de asignación de extracción con lo que quedaría en el área de Chalabil para lo que es actividades de exploración.

Entonces como conclusión de todo el análisis que hizo el área técnica de la Comisión y todas las áreas, llegamos a la conclusión a que las cuatro áreas de renuncia se encuentran en zonas bajas estructuralmente, los flancos de la estructura presentan mayores procesos diagenéticos por lo que se observa mala calidad de la roca y de sus propiedades, se confirma que las mejores calidades de rocas se encuentran en la cima de la estructura, sobre todo en el yacimiento JSK y también alguna oportunidad que se identificó para lo que es el yacimiento Cretácico, las cuatro áreas de renuncia están contenidas en el área de exploración Chalabil por lo cual se garantiza que se siga haciendo actividad exploratoria en caso de que adelante se tenga mayor información y se pueda proponer alguna posibilidad de exploratoria y también vemos que todos los pozos perforados actualmente quedarían contenidos dentro de la nueva propuesta del polígono de extracción, y con todo esto lo que nosotros estamos proponiendo el día de hoy es que, en base a la normatividad vigente actual, que es la Ley de Hidrocarburos, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reglamento de la Ley de hidrocarburos, el cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia de energía y lo que establece el título de asignación vigente, es que presentamos el resultado del dictamen y es que en consecuencia la Dirección General de Dictámenes de Extracción propone a este Órgano del Gobierno emitir opinión respecto de: uno, la modificación al anexo I de ubicación y área de asignación en sentido este favorable, si así se determina, y también en el sentido de que el término y condición quinto de las actividades de extracción establecido en el título vigente para que en un plazo de 30 días hábiles a partir de la modificación del título, el asignatario presente a la Comisión la actualización del Plan de desarrollo para la extracción, puesto que vemos que esta nueva configuración que están presentando puede presentar, más bien afecta al Plan de Desarrollo vigente, es que nosotros estamos proponiendo ante este Órgano de Gobierno esas dos opiniones. Eso sería todo por mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, maestro Castellanos ¿doctora Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, ningún comentario. Muy claro, gracias.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más quisiera señalar que el Plan de Extracción que tienen es de la Ronda Cero por eso no solamente han cambiado muchas cosas sino además ha cambiado el área asignada, por lo tanto es muy importante la segunda, digamos, condición que se está poniendo de que presenten un nuevo plan de extracción adecuado a las condiciones nuevas, a la estrategia nueva y digamos la parte financiera nueva y desde luego al área nueva.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, Comisionado Presidente, pues simplemente comentar que con este tipo de trámites Petróleos Mexicanos ahorra dinero porque el pago de derechos disminuye, más o menos aproximado serían



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como, no es mucho pero es importante, son como 100 mil pesos cada mes, del pago de derechos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Todo suma, claro.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro que todo suma, entonces yo creo que este tipo de posibilidades que da la Ley de Hidrocarburos es muy buena.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún comentario antes de concluir la sesión por parte de algún Comisionado? Muy bien, bueno vamos a dar lectura la propuesta de acuerdo primero."

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

ACUERDO CNH.07.005/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 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 opinión a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 del Título de Asignación A-0371-M-Campo Xux.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:07 horas del día 23 de abril de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Séptima Sesión Ordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Portes Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

