



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2021

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:00 horas del día 6 de mayo del año 2021, se celebró la Trigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2021 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 y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo, 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).

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 solicitud de autorización de Pemex Exploración

(Handwritten signatures and initials in blue ink)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Natza-1EXP.

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 Tlakati-1EXP.

II.3 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 Taskuyu-1EXP.

II.4 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 delimitador en aguas someras Camatl-1DEL.

II.- Asuntos para autorización

II.1 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 terrestre Natza-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Comisionada, buenos días, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente, me voy a permitir exponer esta solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Natza del operador petrolero Petróleos Mexicanos.

En esta lámina tenemos el fundamento legal que sustenta esta solicitud de autorización. En la siguiente lámina tenemos lo que es la línea de tiempo de la solicitud de autorización. Esta ingresó el día 8 de marzo de 2021. Se hizo la revisión documental de la solicitud, encontrando algunos faltantes e inconsistencias, por lo que se generó un oficio de prevención, el cual se le presentó al operador el 23 de marzo del 2021. El operador atendió en tiempo y forma esta solicitud el 5 de abril y el día de hoy 6 de mayo traemos a su consideración esta solicitud.

En los datos generales tenemos que el pozo terrestre Natza se ubica en la planicie costera de México en el estado de Tabasco. Esto es a 8.5 kilómetros de la ciudad de Paraíso y a 20 kilómetros del municipio de Comalcalco. Esto dentro de la asignación exploratoria AE-0151-Uchukil. Los pozos, tenemos los pozos más cercanos y también que fueron utilizados como correlación: el Xanab-101 a una distancia de 7.5 kilómetros y Mulach-1 a 6 kilómetros. Como objetivo del pozo exploratorio, es encontrar acumulación de hidrocarburos de tipo ligero de calizas de facies de mudstone a wackestone de foraminíferos edad Cretácico Superior-Cretácico medio. El tipo de hidrocarburo que se tiene esperado es aceite ligero de 37 °API y esto estaría dentro de las formaciones Cretácico Superior Agua Nueva y Cretácico Medio a una profundidad de 6,374 metros a 6,769 el intervalo.

Los datos que se tienen esperados de temperatura y presión estarían en el orden de 164 °C o 17,377 PSI's como presión de yacimiento. El pozo está programado a ser perforado con una trayectoria direccional tipo "J" y la profundidad total que se espera alcanzar es de 7,014 metros verticales bajo la mesa rotaria o 7,217 metros desarrollados dada su trayectoria direccional. El programa calendarizado que nos adjuntó el operador se tiene estimado iniciar las actividades de perforación el día 11 de mayo de este año y concluir con la perforación el 18 de octubre. Inmediatamente se iniciarían las actividades de terminación el 19 de octubre y estas

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

están programadas a concluir el 24 de noviembre de 2021. Ya estas actividades pues dan un total de 196 día para su ejecución.

Lo relacionado a los costos que se tienen estimados para el desarrollo de estas actividades se tiene que para la fase de la perforación son 34.4 millones de dólares y 6.6 millones de dólares para la terminación. Eso nos da un total de 41 millones de dólares para estas actividades de perforación y terminación. El equipo que se seleccionó para la perforación de este pozo es un equipo terrestre denominado ICMA-878, el cual tiene una potencia de 3,000 HP y puede satisfacer los requerimientos de perforación de hasta 7,900 metros. Está dotado de un sistema de preventores y conexiones superficiales de control que pueden, bueno, que manejan una presión de trabajo de hasta 15,000 PSI's. Los recursos prospectivos que se tienen estimados a la media, esto considerando con riesgo, es de 7.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 25%. En la siguiente lámina vamos a ver lo que es la descripción de la trampa.

Y tenemos que la trampa es de tipo estructural y corresponde a un anticlinal semidómico con núcleo de sal, el cual se encuentra afectado por un fallamiento normal que ocasiona la compartimentalización de la estructura. Las rocas almacenadoras el Cretácico están representadas por carbonato fracturados depositados en aguas profundas en ambientes de baja energía. Como podemos ver en la imagen que está en el extremo izquierdo, vemos lo que es la trayectoria del pozo Natza que trae, bueno, considera una sección vertical y la parte de la desviación, haciéndolo un pozo tipo "J". Tenemos que se va a perforar verticalmente hasta los 4,000 metros y la construcción va a ser con una severidad de 1.5 grados de cada 30 metros. Se va a alcanzar una inclinación máxima de 21 grados con un azimut de 86.6 y esta inclinación y azimut se van a mantener tangencialmente hasta la profundidad total del pozo, que serían 7,217 metros desarrollados y un desplazamiento respecto a la vertical de 1,099 metros.

Como podemos ver del lado izquierdo, se encuentra el pozo de correlación Xanab-101, el cual fue productor de aceite. Y con base a estos pozos de correlación perforados en el área, y el resultado exitoso de estos, pues se espera encontrar un espesor bruto aproximadamente de 301 metros en los carbonatos, bueno, con textura de mudstone a wackestone dentro de estos yacimientos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ya mencionados Cretácico Superior y Cretácico Medio. Pasamos a la siguiente lámina por favor.

En la siguiente lámina tenemos lo que es el diseño del pozo. Del lado izquierdo tenemos la ventana operativa, la cual fue obtenida en base a estudio de informes finales de perforación de los pozos de correlación, perfiles de densidad de lodo, cimas geológicas, tiempos de ejecución y datos duros de perforación como pruebas de goteo o pruebas de integridad de la formación. Tenemos del lado derecho lo que es ya las curvas del perfil de geopresiones y en estas podemos destacar la seis curvas que se obtuvieron de este estudio, como son la presión de poro en color rojo; la presión de colapso en color verde; la densidad programada de lodo, la cual la podemos ver que se encuentra de forma escalonada; tenemos también las curvas de los esfuerzos mínimos y máximos o el inicio de pérdida; el gradiente de fractura en color azul; y el gradiente de sobrecarga que se encuentra en color rosa.

Lo que podemos destacar de esto es que, si bien si se esperan altas presiones en la perforación de este pozo, pues sí se cuenta con una ventana operacional amplia para perforar con seguridad. Únicamente hay que destacar que en la curva, como podemos ver de color rojo, se ve cómo la presión de poro se comporta de una forma anormal alcanzando un gradiente de 1.03 hasta los 3,000 metros de profundidad. Posteriormente, se inicia lo que es la curva de presiones anormales, lo que incrementa el valor de la presión de poro hasta un valor aproximado de 1.48 a la profundidad de más o menos 5,600 metros o que es, bueno, el inicio del Mioceno Inferior donde inicia la segunda curva, una nueva curva de incremento de presión de poro, la cual llega a 1.80 gramos por centímetro cúbico.

Ya por último vemos que está alcanza valor de hasta 1.86 para lo que son ya las zonas de yacimiento dentro del Cretácico. También tenemos lo que es de la parte derecha el diseño del pozo, el cual está programado a ser perforado en seis etapas. Tenemos la primera etapa de perforación que es con una tubería conductora de 30", la cual iría asentada 50 metros y el objetivo principal es establecer la circulación a superficie.

Ya posterior a esta tubería tenemos una tubería que también es superficial de 20", la cual sería asentada a 1,160 metros y tiene como objetivo principal aislar los acuíferos superficiales y poder



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instalar las conexiones superficiales de control o los preventores. Ya posteriormente tenemos ya las tuberías intermedias que inicia con la de 13 3/8", que sería asentada a 3,500 metros y esta tiene el objetivo de aislar la zona de transición, con presión anormal e intercalaciones de arena para alcanzar una mayor integridad en la zapata y poder continuar con la perforación de la siguiente etapa.

Tenemos ya después la tubería intermedia de 11 3/4", la cual va a ir asentada hasta 5,200 metros y también tiene el objetivo de garantizar el aislamiento de las intercalaciones de la formación Mioceno Superior y alcanzar integridad en la zapata para ya entrar a perforar también la zona del siguiente incremento de presión. Y una tubería más también intermedia que sería de 9 7/8" hasta 6,330 metros, la cual tiene el objetivo de aislar la zona de alta presión y regresión, donde vemos la disminución de la presión de poro, para luego tener, poder pasar a lo que es la etapa del liner de 7" y también el poder entrar con 50 metros dentro del Cretácico Superior. Porque ahí se tiene considerado encontrar una zona de margas.

Por último, tenemos la tubería ya que sería para la prueba de producción que es de 7", la cual va a ser con el objetivo de efectuar la prueba de producción en lo que es la formación ya de Cretácico y poder seleccionar el intervalo que ellos consideren mejor para efectuar esa prueba de producción. El intervalo que mencionamos en la lámina interior pues es un intervalo hipotético y este podría variar de la profundidad dependiendo de las características que se encuentren en la perforación y en los registros eléctricos. Pasamos a la siguiente por favor.

Como conclusiones tenemos que el pozo exploratorio terrestre Natza-1EXP está considerado dentro del escenario incremental de la modificación al Plan de Exploración. Este fue aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 10 de noviembre de 2020 y corresponde a la asignación AE-0151-Uchukil. El objetivo del pozo es encontrar una acumulación de hidrocarburos de tipo ligero de calizas de facies de mudstone a wackestone de foraminíferos de edad Cretácico Superior-Cretácico Medio. El pozo Natza tiene como programa perforar hasta 7,217 metros desarrollados bajo la mesa rotaria en trayectoria direccional tipo "J" para explorar una columna geológica que varía en edad desde el Plioceno Pleistoceno hasta el Cretácico Inferior. La etapa de terminación del pozo contempla realizar una prueba de producción, esta es del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tipo convencional, e irá de acuerdo a los resultados obtenidos de la perforación en el objetivo geológico y a la conclusión del mismo pues el pozo será abandonado temporalmente en caso de resultar exitoso o sería abandonado definitivamente en caso de que no encuentre resultados favorables.

Es por esto que la DGAE considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio terrestre Natza-1EXP dado que no se observaron elementos geológicos, operacionales o de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia, que limitan o impidan su ejecución. Por mi parte es todo acerca de esta solicitud de autorización. Quedo a sus órdenes para algún comentario o pregunta Comisionados. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Hernández. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Yo nada más tengo un par de preguntas. La primera es esto es un pozo que está considerado en el escenario incremental. ¿Ya perforaron el escenario base ingeniero Israel?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí Comisionada. Ya hay pozos previamente perforados anterior a la modificación al Plan de Exploración y también hay pozos ya correspondientes al escenario base que se encuentran en solicitud. Entonces, sí, de acuerdo al programa calendarizado, sí, el operador ha presentado los pozos de acuerdo a lo que había documentado e incluso este proyecto pozo Natza también se encuentra en el calendario que documentaron en el escenario incremental. Tiene un desfase, un mínimo desfase de la solicitud respecto a que la esperaban en el mes de abril.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Y bueno, el segundo es yo vi que había pozos más cercanos de correlación, bueno, que estaban más cercanos y utilizaron un pozo análogo que creo que está un poco más lejano. O sea, en las primeras láminas que nos presentó tenía unos pozos que estaban creo que a 2 kilómetros, algo así, cercanos a este pozo y utilizaron el pozo Xanab que estaba a 7.7 kilómetros. Mi pregunta es por qué

(Handwritten signatures and initials in blue ink)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no utilizaron como pozo análogo los pozos que estaban más cercanos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Es por la columna litológica que van a atravesar y los objetivos que se encontraron en esos pozos. De hecho, parte de los objetivos que tiene el operador manifestados es comprobar un alineamiento producto respecto a esos objetivos en Cretácico. Serían los pozos más cercanos, los objetivos fueron más someros.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Son Miocenos. Entonces no va con ningún objetivo del Mioceno y van hacia Cretácico y ahí va la otra pregunta. El asunto del Xanab es un objetivo Cretácico. ¿Están más o menos a la misma profundidad de 7,000 metros?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, aproximadamente. El Xanab-101 fue a 6,680 metros.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El más profundo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Fue al Cretácico y Jurásico Superior, sí.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y no tuvieron ningún problema digamos de las altas presiones y temperaturas en esas profundidades al llegar a Cretácico?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. De acuerdo a los programas, bueno, a los informes finales de pozos, sí, problemas de manifestaciones, derrumbes o arrastres. Fueron pozos complicados en su momento. Sí, sí tuvieron problemas.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y aquí están previendo esa parte.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, sí mandan. Se documentó lo que es el cuadro de análisis de riesgos, mitigación de riesgos y de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hecho viene considerado un liner de contingencia –pero ya no lo mencioné– de 5” en caso de que en la etapa posterior al Mioceno no se pudiera alcanzar la presión de poro suficiente para llegar a la profundidad que se tiene programada para la TR de 11”, lo cual provocaría que las TR fueran asentadas prematuramente. Pero para eso se llegaría a la profundidad objetivo con el liner de 5”, para poder alcanzar el objetivo del pozo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, eso era todo. Muchas gracias ingeniero. Gracias Comisionado Presidente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Gracias Comisionada.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario Presidente.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias. Tengo dos preguntas para el ingeniero Israel. Gracias por la presentación, muy clara. Pues lo primero es el comentario que las actividades de exploración tanto como en las de desarrollo el costo de los pozos es una parte muy importante del porcentaje total de las inversiones. En este caso el día de hoy estamos revisando un pozo que va a tener un costo o una inversión de más de 860 millones de pesos. Nos lo presentaron en dólares, yo lo estoy transformando a pesos. Esta es una cantidad enorme de dinero. Afortunadamente en Pemex tienen las capacidades técnicas, tienen gente bien preparada, tienen experiencia en hacerlo y pues deseo que tengan mucho éxito, porque además pues tiene hidrocarburos que son ligeros que son importantes para la producción nacional.

Pero bueno, regresando al idea de que los pozos es de lo que más cuesta en desarrollo, esos 860 millones de pesos que va a costar este pozo no sé si nos pudieran dar una idea el ingeniero Israel Hernández de qué porcentaje es debida al equipo de perforación, porque los equipos pues se rentan, no son propios. Cuánto de todo ese dinero de los 860 millones de pesos corresponden al equipo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de perforación. No requiero un dato pues vamos a decir detallado, sino un porcentaje más o menos, porque eso nos va a dar la posibilidad de seguir con la siguiente pregunta. ¿Cuánto será del total, qué porcentaje será por el equipo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Déjeme revisar porque no tengo el dato exacto o, bueno, o el dato aproximado. Sí, como ustedes bien comenta el costo se va a los 900 millones de pesos, se consideran una paridad de 22 pesos y la renta diaria del equipo se encuentra por arriba de los 33,000 dólares por día. Entonces no queriendo dar un dato tan preciso, pues sí se encuentra aproximadamente como en el 30% del costo total del pozo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Y entonces eso me da pues la posibilidad de la siguiente pregunta. ¿Y el equipo es de Pemex o Pemex lo tiene que estar rentando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, no, el equipo es de un contratista, no es de propiedad de Pemex.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Bueno, entonces mi comentario final es que ojalá... Este comentario lo he hecho en diferentes ocasiones, que ojalá Pemex utilice pues toda la capacidad que tiene, que seguramente lo está haciendo y seguramente pues vea la posibilidad de crecer los equipos que tiene pues para evitar o reducir costos en adelante.

Mi siguiente comentario tiene que ver con la gráfica en donde ustedes le nombran la ventana operativa. Para mí es el diseño de las tuberías de revestimiento. La pueden poner por favor. Porque ahí en esa gráfica de ventana operativa, ahí, se ve que más o menos a 6,000 metros hay una cercanía muy grande. No sé si pudieran hacer un agrandamiento ahí. Pero la densidad del lodo de perforación está muy cercana a la presión de colapso en 6,000 metros. ¿Lo pueden ver? La presión de colapso, de acuerdo con lo que nos platicó el ingeniero Israel Hernández, es la verdecita esa que está pegada a lo rojo, que es la presión de formación y lo recto pues es la densidad del lodo. ¿A qué se debe que la presión de colapso esté tan alta ahí en esa parte, si cuando vemos la litología no se observan cambios importantes?. La litología se ve al principio, al lado izquierdo de la gráfica. No observo por qué ese



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incremento tan importante en la presión de colapso. Y después nuevamente vuelve al inicio como al orden de 6,300 metros. ¿Cuál es la razón ingeniero Israel Hernández?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Bueno, en el resultado de lo que fue el perfil de geopresiones en estas curvas encontramos o vimos los mecanismos generadores de sobrepresión y que hacen estas variaciones también en lo que es la curva de colapso o el comportamiento es que podría ser el efecto de la subcompactación y esto en estas dos zonas. Una es en la de la transición del Pleistoceno al Mioceno y otra en la transición del Mioceno al Eoceno. Aquí tenemos que precisamente se manifiesta donde está el Mioceno Inferior y el Paleoceno y pudiera ser lo que provoca que la curva de colapso se presente incluso mayor a la presión de poro.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero sin embargo el perfil de gradiente de presión de fractura pues sigue incrementándose igual que la de sobrecarga. O sea, pues no se ve esta parte de la subcompactación. Entonces sería alguna otra anomalía además de la subcompactación en esa parte.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Es ahí lo que observamos, pero pues lo podemos consultar o revisar bien a detalle si tiene ese posible mecanismo adicional.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, porque no es tanto de revisar. Más que nada era una duda de contexto, porque la densidad del lodo está por arriba de la presión de colapso en esa área que tiene subcompactación. Pues no tiene ningún problema el diseño, no hay que analizar nada, está bien hecho. Nada más la cuestión era entender un poco a qué se debe ese tipo de comportamiento. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Natza-1EXP.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.33.001/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Natza-1EXP.

ACUERDO CNH.E.33.001/2021

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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 Tlakati-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 Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Juan Carlos Sabido Alcantara, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Gracias, buenos días a todos. En esta ocasión voy a presentar la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP, que significa nacer en náhuatl. Este es el fundamento jurídico que utilizamos para todos los pozos. La siguiente por favor.

La línea de tiempo de la autorización de este pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP. Inició el 5 de marzo del 2021 con solicitud de autorización que ingresó el operador a la Comisión. El 22 de marzo la Comisión previno por diferente información al operador. Y el operador respondió el 9 de abril del 2021 previo a una solicitud de prórroga que realizó el 6 de abril del 2021. Y finalmente ya estamos hoy en la presentación del pozo.

Los datos generales de este pozo. Pertenece a la asignación AE-0151-Uchukil. Se clasifica como un pozo exploratorio en nuevo campo (número 102) y es parte del escenario base del Plan de Exploración vigente y aprobado por la Comisión. El tirante de agua en el que se va a perforar es de 33 metros y la elevación en mesa rotaria del equipo es de 38 metros. El objetivo geológico es el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mioceno Superior, cuya cima está a 1,478 metros verticales bajo mesa rotaria y la base a 1,838 metros verticales. El hidrocarburo esperado es un aceite ligero de 28 °API y se espera unas condiciones de presión y temperatura en el fondo del pozo de 3,865 psi y 66 °Celsius de temperatura. La trayectoria del pozo es un pozo vertical y su profundidad total es de 1,838 metros verticales bajo mesa rotaria.

El programa de perforación y terminación, incluido el abandono, es de 62 días, iniciando el 14 de mayo del 2021 para terminar el 23 de junio de 2021 la perforación, 40 días. Y la terminación y abandono el 24 de junio del 2021 para terminar el 16 de julio con 22 días en totales. Los costos programados son de 30 millones de dólares, de los cuales 19.31 son para perforación y 10.74 son para terminación. El equipo con que se va a perforar este pozo es la plataforma autoelevable Campeche de 3,000 caballos de potencia, que satisface la necesidad de perforación de hasta 10,688 metros. Tiene un top drive de 750 toneladas y un sistema de preventores de 15,000 psi. La asignación se encuentra en la provincia geológica Salina del Istmo y tiene 1,103 kilómetros cuadrados de área. Entre los pozos que tiene como pozos de correlación están los Hokchi-1, Hokchi-101 y el Xikin-1, todos perforados por el operador petrolero, por Pemex. Y se espera un recurso prospectivo, se estima un recurso prospectivo de 29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito del 36%. La siguiente por favor.

La trampa es de tipo combinada con un semi pilar suave con orientación Este-Oeste y la componente estratigráfica está relacionada a una anomalía de amplitud asociado a un complejo de canales sinuosos, diques y abanicos de desborde asociados a canales a lo largo de toda la estructura y hacia el Oeste facies arcillosas que marcan el cierre estratigráfico. La componente estructural la definen dos fallas principales. La primera está ubicada al Sur con orientación preferente Este-Oeste y echado hacia el norte. Mientras que la segunda está delimitando una porción de la trampa hacia el Norte con orientación Este-Oeste. En la sección pueden ver marcado en línea roja el pozo Tlakati-1EXP que, como les decía, es vertical.

Y algo que es importante señalar y que es parte de las conclusiones y que está reflejado tanto en la autorización como en la resolución, si pudieran apoyarme con un zoom en la derecha en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el mapa donde están el 856 y el 530 por favor, por favor en el mapa de la derecha. Si le pudieran hacer zoom por favor. Gracias. Esa es la interpretación que hace el operador en su límite convencional que está punteado en la línea negra punteada y podemos ver que sobrepasa la interpretación que ellos están haciendo a los límites de la asignación, yéndose al área contractual vecina que es la del operador petrolero Hokchi o del campo de Hokchi. Entonces ese es un punto importante del análisis de este pozo esa situación. Está remarcada en rojo, en línea roja, los límites de la asignación, que sería de la asignación hacia el Norte y hacia el Sur el área contractual y tiene a 530 metros están la frontera hacia el Sur de la asignación y hacia al Oeste a 856 metros de distancia. Y la interpretación que ellos mandan y que mandaron desde el Plan de Exploración que fue aprobado y ahora ya con la autorización se observa esta situación. ¿Sí? Ya por favor, la siguiente. Gracias.

En cuanto al diseño del pozo, el modelo geomecánico y ventana operativa. El pozo va a ser perforado con cuatro etapas –en cuatro etapas, perdón– considerando una tubería de 20" asentada a 250 metros verticales; una TR de 13 3/8" también metros verticales; una TR de 9-7/8" a 1,550 metros verticales; y un liner de 7 5/8" en 1,838 metros verticales, considerando dos tuberías de contingencia, en este caso liners. El primero es la línea punteada roja, la que se está señalando, un liner 11 7/8" a 1,200 metros verticales y el segundo un liner de 7 5/8" a 1,838 metros verticales. Esto para mitigar cualquier problema de tipo operativo, geológico, atrapamientos, descontrol, brotes, cualquier evento que pudiera presentarse durante la perforación. Esos liners entrarían para poder ayudar a mitigar esa situación.

En cuanto a las curvas, como ya sabemos siempre, de izquierda a derecha vamos viendo la línea continua en rojo la presión de poro. La línea un poquito más discontinua es el colapso, perdón. Después tenemos gradiente de fractura en azul, esfuerzo máximo en negro y sobrecarga en morado. Y podemos ver las zonas de presión anormal, que es la que está señalada en color verde tenue, que sería toda la zona hasta donde se asienta la tubería de 13 3/8" a 1,000 metros. Después una rampa, una transición que es la zona amarilla para asentar la TR de 9 7/8" y zona de objetivos que ya serían las presiones anormales que está en color un poco rosa, donde se va a asentar la TR de 9 7/8". La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ya como conclusiones, el pozo exploratorio en aguas someras Tlacati-1EXP está considerado en el escenario base de la modificación al Plan de Exploración que fue aprobado en la Comisión el 10 de noviembre de 2020 y que corresponde la asignación AE-0151-Uchukil mediante la resolución CNH.E.58.001/2020. Y como les decía en la presentación, de acuerdo con la ubicación geográfica del prospecto Tlakati y en función del análisis a las secciones sísmicas y mapas estructurales que fueron proporcionadas por el operador petrolero tanto en la aprobación de la modificación del Plan de Exploración como ahora en la autorización, pues se estima que la trampa asociada al objetivo geológico podría extenderse más allá del límite del área de la asignación. Por lo que de tener éxito y realizar el descubrimiento de una acumulación de hidrocarburos, se señala que podría tratarse de un posible yacimiento compartido. Por lo que, de confirmarse lo anterior, el asignatario deberá atender lo establecido en el término y condición décimo del Título de Asignación en materia de unificación.

Esto está reflejado en la resolución de esta autorización, en la misma autorización del pozo y también viene desde el dictamen del Plan de Exploración amarrado en todos los trámites que ha seguido el operador respecto a asignación y ahora el pozo. Las actividades de terminación incluyen limpieza de pozo, introducción del aparejo de producción combinado de 3 1/2" y 4", realizar disparos, realizar una prueba convencional en el objetivo geológico con duración de 14 días y después el abandono del pozo. Por todo lo anterior, la DGAE considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP, dado que no se observaron elementos geológicos, geotécnicos, geofísicos, operacionales, de integridad del pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que gracias. Limiten o impidan su ejecución. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Sabido. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Héctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Dado que esto es un área donde hay muy posiblemente un yacimiento compartido, ¿dónde están en su mapa los pozos de Hokchi o qué ha perforado Hokchi en su área?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Bueno, Hokchi, como sabemos, ya están en una etapa de desarrollo franco. Entonces nosotros no graficamos lo que ha perforado Hokchi en el mapa. Lo que tenemos son los dos Hokchi que perforó el operador petrolero Pemex, que fue quien inicialmente hizo el descubrimiento de ese campo. Ya sabemos que posteriormente este fue puesto en licitaciones. Y nosotros lo único que representamos en el mapa Comisionado fue el pozo Hokchi-1 y Hokchi-101, que son los que utilizó el operador como pozos de correlación y que fueron perforados por él mismo en su momento. La verdad sí, ahí sí se lo quedamos a deber, no graficamos los pozos del operador Hokchi para este caso porque no fueron utilizados como referencia para el diseño de la perforación de este pozo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, yo entiendo. Entiendo que el diseño de toda la parte de este pozo está perfecto, pero nomás en el sentido de que la parte del yacimiento compartido tiene que haber un proceso de unificación y eso requiere que haya evaluación de los potenciales de los dos lados.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Así es.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces ayudaría que Hokchi tuviera un pozo en un área cercana para poder ir evaluando cómo se va a dar el proceso de unificación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Bueno. Lo que sí le puedo decir es que no es una continuidad de lo que está actualmente desarrollando Hokchi. Si pudiéramos poner la sección sísmica por favor, que sería la siguiente diapositiva. Ahí.

Si usted ve los Hokchi que tenemos a la derecha, el 101 y el 1 están alejados en 4 kilómetros de Tlakati. Y si ve las fallas que están aquí representadas. Por ejemplo, Hokchi-101 cae entre dos fallas. Ya no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sería una continuidad de lo que está hoy en desarrollo por parte de Hokchi. Sería algo diferente.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias ingeniero.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Pues sí, efectivamente la geología, todo lo que tienen de datos, pues hay evidencia de que la trampa de este prospecto pues tiene mención en el Mioceno Superior. En cambio, en el área de Hokchi, el yacimiento RI que es el que se está explotando actualmente, está en el Mioceno Medio. Entonces bueno, hay posibilidad de que pudiera haber alguna comunicación, pero no es certera la afirmación. En el caso de las conclusiones, bueno, pues se pone esto. Lo hacemos en una forma pues normal, aunque realmente no es parte de la conclusión del análisis porque nuestro análisis tendría que ser solamente derivado de la integridad del pozo. Esto es como un comentario adicional pues para que de alguna forma se tenga claro de que pues posiblemente pudiera haber una unificación más adelante. Esos son mis comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.33.002/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP.

ACUERDO CNH.E.33.002/2021

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 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 Taskuyu-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Iván Jesús Pérez López, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Bien. Sí, buenos días Comisionada, Comisionados. Con la venia del Comisionado ponemos a su consideración en esta ocasión la autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Taskuyu-1EXP, que encuentra su significado en la lengua totonaca y es alacrán. El operador petrolero de este pozo es Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Y en la siguiente lámina podemos ver el fundamento legal en el cual se sustenta esta autorización. Y en la siguiente podemos ver la línea de tiempo para la autorización de este pozo. Esta solicitud llegó el 5 de marzo. La CNH previno al operador por diversa información el 22 de marzo y el 5 de abril el operador dio atención a esta prevención y pues el día de hoy ponemos a su consideración, como ya les dije, la autorización de este pozo.

Como datos generales tenemos que este pozo se encuentra en el contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017, que es un contrato de tipo licencia y se encuentra en el escenario base del plan de este contrato. La clasificación del pozo es 102, pozo exploratorio en un nuevo campo, y se va a encontrar en una elevación de 17 metros. El objetivo geológico es el Oligoceno en la formación Palma Real



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a 2,611 metros verticales bajo la mesa rotaria a 3,252 metros verticales. Ese es el intervalo. El hidrocarburo esperado es gas y condensado tenemos una temperatura y presión a la profundidad total de 122 °C y 6,090 psi de presión. La trayectoria del pozo es de tipo vertical y se encuentra a una profundidad total programada de 3,400 metros verticales bajo la mesa rotaria.

Para la ejecución de este pozo el operador considera 61 días, de los cuales son 33 días, que son del 29 de mayo del 2021 al 1 de julio para la perforación y para la terminación del 1 de julio al 29 de julio. Los costos programados para este pozo son de 6.1 millones de dólares, los cuales se dividen en 5 millones de dólares para la perforación y para la terminación 1.1 millones de dólares. El equipo para ese pozo es el equipo PD Rig-212 de 1,500 HP que satisface las necesidades de hasta 4,500 metros para la perforación y un sistema de preventores de 10,000 psi. Este pozo se encuentra a 67 kilómetros del municipio de Soto la Marina y a 89 kilómetros al suroeste de San Fernando. Aquí podemos ver la ubicación del pozo Taskuyu, que se encuentra al sureste de la asignación y aquí podemos ver la distancia de los pozos cercanos y que ellos usan como correlación. En la siguiente lámina por favor. Ah, perdón. Como recursos prospectivos tenemos 39.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 20%. La siguiente por favor.

En la siguiente lámina podemos ver la trampa, la cual se ubica en un bloque estructural limitado por fallas de crecimiento con orientación Noreste-Sureste. La trampa es de tipo mixta constituida por una componente estructural asociada a las fallas de crecimiento y estratigráficamente sobre yacimientos por facies arcillosas. El objetivo, como ya les mencioné, es la formación Oligoceno Palma Real, la cual está constituida por intercalaciones de arenisca y lutitas en un complejo progradante. En el mapa estructural que vemos a la izquierda podemos ver la delimitación que el operador maneja de su posible yacimiento. En la siguiente lámina por favor.

Bien, podemos ver el diseño del pozo y la ventana operativa. Este pozo será perforado en cuatro etapas. Una tubería de revestimiento de 20" a 50 metros, una tubería de revestimiento de 13 3/8" a 300 metros. Una tubería de revestimiento 9 5/8" a 2,260 metros y un liner de 7 5/8" a la profundidad total que son 3,400 metros. El operador tiene programado atravesar la formación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mioceno Tuxpan, Mioceno Mesón una falla y llegar a la formación Oligoceno Palma Real y pues que corresponde al objetivo. Podemos ver la ventana operativa, la cual está constituida por el gradiente de colapso, la presión de poro, el fluido de perforación programado por el operador, las curvas de esfuerzo y el gradiente de sobrecarga, en las cuales podemos ver los incrementos de presión de poro a partir de 1,500 (metros) más o menos los incrementos de esta presión. En la siguiente por favor.

Y bueno, como conclusiones para este pozo tenemos que el pozo exploratorio terrestre Taskuyu-1EXP está considerado en el escenario base de la modificación del Plan de Exploración correspondiente al contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017 bajo la modalidad de licencia. Y la perforación de este pozo permitirá incorporar recursos prospectivos de hidrocarburos (gas y condensado) de rocas de edad geológica correspondientes al Oligoceno. El diseño del pozo considera prácticas adecuada de perforación que contribuyan a la integridad del pozo, como se comprueba con la programación del asentamiento de la tubería de revestimiento de 9 5/8" a 2,260, la cual busca cubrir el inicio de la zona de transición de presión de poro y la falla de geológicas esperada. Además, dicho asentamiento permitirá prevenir eventos no deseados durante la perforación, como influjos, gasificaciones, resistencias, fricciones y/o atrapamientos de sartas.

Es por esto que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio terrestre Taskuyu-1EXP, dado que no se observan elementos geológicos, operacionales, de integridad del pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia, que limiten o impidan su ejecución. Por mi parte es todo. Si tienen algún comentario, estoy a sus órdenes.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Pérez. Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no tengo comentarios. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Héctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, ningún comentario. Muy buena presentación, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- También sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite 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 Taskuyu-1EXP.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.33.003/2021

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

ACUERDO CNH.E.33.003/2021

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Taskuyu-1EXP.

II.4 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 delimitador en aguas someras Camatl-IDEL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia del Comisionado Presidente, 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Gracias nuevamente, buenos días a todos. En esta ocasión es la solicitud de autorización de la perforación del pozo delimitador en aguas someras Camatl-IDEL. Significa boca en lengua náhuatl, del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. Es el mismo fundamento jurídico que hemos estado llevando a los pozos. Y esta es la línea de tiempo de la autorización de este pozo delimitador.

El operador petrolero ingresó su solicitud el 23 de marzo a la Comisión. La Comisión previno por diversa información faltante el 9 de abril del 2021 y el operador respondió a la prevención el 12 de abril del 2021 y remitió dos alcances el 16 y el 19 de abril. Y ya el día de hoy 6 de mayo estamos aquí en la presentación final del pozo.

Los datos generales de este pozo delimitador en aguas someras Camatl. Pertenece a la asignación AE-0148-Uchukil. Es un pozo delimitador clasificado con 106 y se encuentra en el escenario único del Programa de Evaluación aprobado para el descubrimiento Camatl por la Comisión y se va a perforar en un tirante de agua de 29 metros. La elevación de la mesa rotaria del equipo es de 46 metros. El objetivo geológico es el Plioceno Inferior y la cima está a 2,618 metros verticales bajo mesa rotaria, 4,400 metros desarrollados bajo mesa rotaria y la base está a 2,631 metros verticales y 4,430 metros desarrollados. El hidrocarburo esperado es aceite de 24 °API. La presión y temperatura esperados para el fondo del pozo es de 4,405 psi y 81 °C. La trayectoria del pozo de tipo “J”. Tiene una profundidad total de 2,758 metros verticales y 4,780 metros desarrollado bajo mesa rotaria.

El programa de 124 días tanto la perforación como la terminación e iniciaría la perforación el 20 de mayo del 2021 para terminar el 31 de agosto, con 104 días para la perforación y el 1 de septiembre al 20 de septiembre la terminación, que serían 20 días. Los costos programados son 54.1 millones de dólares, mismo que se separan en 45.5 millones de dólares para la perforación y 8.5 millones de dólares para la terminación. El equipo para perforar este pozo es la plataforma autoelevable West Defender de 3,000 caballos de potencia, que satisface las necesidades de perforación de hasta 9,144 metros. Cuenta con top drive de 750 toneladas y un sistema de preventores de 15,000 psi.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La asignación pertenece a la provincia geológica Cuenca Salina del Istmo y tiene una superficie de 1,121 kilómetros cuadrados. Los pozos utilizados como pozos de correlación son el Camatl-1EXP, fue el que descubrió esta acumulación de hidrocarburos, y el Cahua-1EXP. Los recursos contingentes estimados son de 7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 81%, que es muy alta por el carácter del pozo que es delimitar ya un descubrimiento. La que sigue por favor.

Y aquí podemos ver la parte de la trampa. Es una trampa estructural orientada de Noroeste-Sureste afectada por un sistema de fallas normales nucleada por sal y cierre estructural en los sentidos noreste y sureste, así como cierre estratigráfico por cambio de facies en su porción oeste. En negro está la trayectoria que va a seguir este pozo direccional tipo "J" y podemos, bueno, va a tener una inclinación máxima de 61 grados de inclinación y un desplazamiento de 3,492 metros. Casi 3.5 kilómetros de desplazamiento horizontal desde la posición del conductor hasta en el fondo, en el objetivo geológico. El pozo va a atravesar varias fallas. Están señalar también en color negro. Están remarcadas en color rojo las fallas y contexto en negro. La falla normal uno, que es la que está ahí a 629 metros verticales, la vuelve a atravesar en la parte baja a 1,412 metros verticales para después pasar por la falla número dos, que es a 1,726 metros verticales, para después pasar una tercer falla 1,782 metros verticales y así alcanzar el objetivo que están buscando para delimitar este pozo. La siguiente por favor.

Ya en la ventana operativa, su modelo geomecánico y diseño de tuberías para el pozo, podemos ver que se va a perforar con cinco etapas de perforación con un asentamiento de tubería de revestimiento de 30" a 250 metros verticales. Después una tubería de revestimiento de 20" a 1,100 metros verticales que va a servir para aislar la primera falla en la parte superior. Si recuerdan que vimos la atraviesa dos veces. Ahí es la primera parte, la primera profundidad, donde atraviesa esa misma falla a 629, para después perforar y asentar una tubería de revestimiento de 13 3/8" a 1,833 metros verticales, 2,700 desarrollados, con lo que estaría aislando nuevamente la falla normal uno ya en la parte baja y las otras dos fallas que están prácticamente juntas con esa tubería de 13 3/8".

Las consideraciones que se están haciendo para el diseño de este pozo y estos asentamientos es que esas fallas están en cuerpos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lutíficos, por lo tanto, las están considerando como fallas que no están activas, que son sellantes y que no les van a representar mayores problemas de pérdida de circulación o de derrumbes. Sin embargo, el operador está documentando y tiene muy bien documentado en su programa de perforación todas las medidas de mitigación en el caso de que llegara a tener problemas como pérdidas de circulación o inestabilidad del agujero al atravesar esas fallas. Sin embargo, lo que se espera es que no haya mayor problema puesto que son fallas que se consideran sellantes, no activas y que no les darían mayor problema.

Después de eso se asentaría un liner de 9 7/8" a 2,411 metros verticales, 4,000 metros desarrollados, para terminar con un liner de 7 5/8" a 2,718, 4,780 metros desarrollados, y consideran un liner de contingencia ya para esa zona del objetivo de 5 1/2" asentado a la profundidad final que es 2,718 metros verticales, 4 mil..., perdón, 780 metros desarrollados. Igual en las zonas del modelo geomecánico en color azul claro arriba tenemos toda la zona de presiones normales, que es lo que les comentaba. Es precisamente donde están todas las fallas y por lo que no están esperando tener mayor problema. Después entran a una breve zona de transición que está ahí marcada en color amarillo, que se mantendría en la zona del objetivo, pero bueno, decidimos para manifestar o señalar que de ahí hacia abajo ya es la zona del objetivo, aunque realmente todo eso es una zona de transición que no llega a una zona de presiones anormales. La razón de haberlo puesto así nada más era para señalar precisamente que esa zona de color rosado ya es la zona del objetivo. En color rojo están todos los rangos de densidades para perforar el pozo en las diferentes etapas de la perforación del mismo. La siguiente por favor. Bueno, sí, la siguiente, la siguiente.

El pozo delimitador en aguas someras Camatl-IDEL está considerado en el escenario único del Programa de Evaluación aprobado por la Comisión el 23 de marzo de 2021, correspondiente a la asignación AE-0148-Uchukil, mediante la resolución CNH.E.22.002/2021. El programa de perforación los detalles que considera es utilizar sartas direccionales equipadas con motor rotatorio y herramientas MWD con barrenas tricónicas para etapas superficiales y PDC para las más profundas. Y esto le va a permitir al operador perforar el pozo con esta trayectoria direccional que tiene un cierto grado de reto técnico, que es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alcanzar 63 grados de inclinación y tener un desplazamiento de 3,500 metros.

El uso de todas estas tecnologías le van a permitir mantener en todo momento el control de la trayectoria, tanto en inclinación y rumbo, para poder alcanzar así la profundidad total que está manifestada a 2,758 metros verticales bajo mesa rotaria y 4,780 metros desarrollados. Entonces tecnológicamente en cuestión direccional el operador tiene contemplado utilizar herramientas muy adecuadas para este tipo de pozos. En cuanto a la terminación del pozo, incluye la limpieza, introducción del aparejo de producción combinado de 3 1/2" y 4", realizar disparos y efectuar una prueba convencional preliminar con duración de 11 días.

Si los resultados del pozo son favorables, se iniciará la prueba de alcance extendido que ya fue documentada y aprobada en el Programa de Evaluación vigente, que tiene una duración aproximada de 4,350 horas (equivalente a 181 días) con un gasto estimado de 2,452 barriles por día, por un estrangulador de 3/4" y la producción se manejará con instalaciones del Campo Cahua. De ahí el diseño la trayectoria direccional de este pozo con ese desplazamiento de 3.5 kilómetros, ya que el operador lo que pretende es aprovechar la infraestructura que ya tiene en ese pozo Cahua para poder obtener la producción durante la prueba de alcance extendido de este pozo que estiman podría alcanzar los 2,452 barriles por día. Mandarla directamente a la infraestructura que tienen en el Campo Cahua y aprovechar la misma para disponer de esa producción, hacer toda la parte de medición, toda la parte de la separación de la producción y el acondicionamiento de la misma. Y todo eso ya fue debidamente documentado en el Programa de Evaluación que ya fue aprobado por la Comisión el 23 de marzo del 2021.

Por todo lo anterior, la DGAE considera técnicamente factible la perforación del pozo delimitador en aguas someras Camatl-IDEL, dado que no se observaron elementos geológicos, geotécnicos, geofísicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su ejecución. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Sabido. Comisionada Alma América.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios. Bueno, solamente la verdad este pozo tuvo algunas preguntas que resolver y las resolvió muy bien el ingeniero Sabido y por lo cual lo felicito. Eso es todo. Muchas gracias Comisionado Presidente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se ve que van a atravesar tres fallas en una área muy corta. Creo que hay 60 metros entre la falla tres y la falla dos y el ingeniero mencionó que no es necesario en este caso tubería de contingencia. Podría hablar un poquito más de eso, por qué en esta zona de tres fallas seguidas no se requiere de tubería de contingencia.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí, doctor, es lo que le señalaba. Es que se estima por la cuestión litológica en donde están las fallas que son cuerpos lutíticos, se considera que esas fallas no son activas. Es decir, no tendrían una zona de pérdida de circulación o de aportación de fluidos y también no tienen una cuestión que vaya a comprometer la integridad del pozo con derrumbes, con aportación de pedazos grandes de roca que no se puedan manejar y eso generara atrapamientos. Por lo cuanto, no se está considerando una tubería de contingencia. Sin embargo, como les comentaba, el operador sí tiene todo un plan de mitigación de riesgos en caso que no resultara así. No incluye una tubería, pero sí una serie de cambios: reducción del ritmo de penetración, ajustes en el lodo de perforación, en la hidráulica del pozo, etc., etc. Que le permitiría manejar, en caso de que se presentaran esos problemas, que no se esperan, pero sí tiene todo un plan para mitigar cualquier situación operativa que se pudiera dar.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias ingeniero.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Néstor Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es un comentario muy semejante al que hice con el primer pozo el día de hoy en el sentido de los equipos de perforación. Tengo por aquí alguna información acerca de lo que le cuesta a Pemex la renta diaria en equipos que son autoelevables, que van desde 130,000 dólares por día hasta 158,000. Entonces bueno, si suponemos el costo por día son 150,000 dólares y se van a tardar 124 días en perforar este pozo, estamos hablando que entonces el costo total del pozo, más o menos una tercera parte, es por el equipo de perforación.

Entonces mi recomendación o lo que todos quisiéramos de alguna forma que se diera como una realidad es que ese dinero también pudiera quedarse dentro de Pemex, para lo cual pues tendrían que empezar a visualizar la posibilidad de crecer su flota de plataformas, si es que van a seguir perforando más pozos y si eso le resulta rentable. Porque bueno, cuando hablamos de inversiones pues siempre pensamos que toda esa inversión se queda ahí de alguna forma para el beneficio de la explotación del yacimiento, pero realmente una buena parte se van en pagos en este caso por el orden del 30% al equipo de perforación. Y todo lo demás el 60% pues son los trabajos de diseño, las tuberías, los lodos, los registros, etc., etc. Entonces bueno, debe quedar claro que en nuestros análisis cuando revisamos pozos pues vemos la integridad. Pero como CNH creo que tenemos que también tener mucha claridad acerca de la rentabilidad del negocio y para maximizar esta rentabilidad pues lo mejor es tener equipos que pudieran ser operados directamente por Pemex para bajar esos costos. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Néstor Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas someras Camatl-IDEL.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.33.004/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción, para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas someras Camatl-IDEL.

ACUERDO CNH.E.33.004/2021

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

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:06 horas del día 6 de mayo de 2021, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2021 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno Trigésima Tercera Sesión Extraordinaria 6 de mayo de 2021



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 Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

7.