



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



## ÓRGANO DE GOBIERNO

NONAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 16:01 horas del día 8 de diciembre del año 2022, se celebró la Nonagésima Sesión Extraordinaria de 2022 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva 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 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0126-M-Llave.

1

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large '1' and a signature.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- II.2 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0127-M-Llave.
- II.3 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0128-M-Llave.
- II.4 Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0129-M-Llave.
- II.5 Modificación al Plan de Exploración presentada por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.
- II.6 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Kukupkil-1EXP.
- II.7 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP.
- II.8 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP.
- II.9 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0309-M - Campo Sinán.
- II.10 Programa de Transición relacionado con el Campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La Secretaría Ejecutiva manifestó que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades del Órgano de Gobierno de conformidad con la normativa aplicable.

A continuación, informó que los cuatro primeros asuntos del orden del día serían expuestos de manera conjunta en una sola presentación.

## II.- Asuntos para autorización

- II.1 **Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0126-M-Llave.**
- II.2 **Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0127-M-Llave.**
- II.3 **Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0128-M-Llave.**
- II.4 **Modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0129-M-Llave.**

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuyas ponencias corresponden para el primer asunto al Comisionado Néstor Martínez Romero, la de los 2 siguientes, al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez y la del cuarto asunto, a la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera

*(Handwritten marks: a blue checkmark, a blue arrow pointing down, and the number 0.9)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Leticia Torres González, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORREZ GONZÁLEZ.- Gracias doctora Ana Margarita. Buena tarde Comisionada, Comisionados. Bien, vamos a iniciar. En nuestra primera lámina colocamos el fundamento jurídico y en la imagen ustedes pueden observar que en color rojo marcamos los límites de estas cuatro Asignaciones que vamos a ver en esta sesión. Entonces de izquierda a derecha tenemos las siguientes asignaciones. La AE-0126, la AE-0127, hacia el Sur está la AE-0128 y finalmente tenemos la AE-0129. Estas Asignaciones de exploración colindan con Asignaciones de extracción y también con las Asignaciones de exploración del mismo operador que vemos en color verde.

Entonces vamos a ver los detalles de la primera de estas Asignaciones que es la AE-0126. Esa es la relación cronológica, en realidad es muy sencilla. El Operador presentó la solicitud el 5 de octubre, emitimos una prevención el 19, el operador la atendió el 8 de noviembre y estamos el día de hoy para resolver el tema.

Entonces llegamos a la ubicación y generalidades. Esta Asignación se ubica en el estado de Veracruz en la provincia petrolera Cuenca de Veracruz. Para esta Asignación y para las otras tres, la Secretaría de Energía otorgó el Título de Asignación el 28 de agosto del año 2019 y el plan inicial para el periodo inicial de exploración fue aprobado el 4 de febrero de 2020 y el primer periodo adicional de exploración lo otorgó la Secretaría el 26 de julio de 2022 por una vigencia de 2 años para realizar actividades de exploración. Si continuamos, entonces tenemos los antecedentes.

Vamos a revisar de manera muy rápida qué fue lo que hizo el Operador. En la imagen estamos colocando en diferentes colores los estudios sísmicos que procesó y también aquí realizó adquisición sísmica. También realizó estudios exploratorios.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

El alcance de las actividades exploratorias para este plan tenemos que se encuentra en la evaluación del potencial de hidrocarburos y también en la parte de incorporación de reservas. El motivo de la modificación es por el otorgamiento del primer periodo adicional de exploración. Entonces el objetivo del plan es continuar con las actividades de exploración para incorporar reservas de hidrocarburos en los plays establecidos del Mioceno.

En esta lámina podemos observar cómo quedan acotadas las actividades durante estos dos años de exploración. En el primer año el operador se dedicará a realizar estudios exploratorios para que en 2024 a inicios esté perforando el pozo Luvina-1EXP. También propone un escenario incremental en donde estaría realizando un estudio.

De manera gráfica entonces podemos observar dónde queda ubicado el prospecto, que adicional a la perforación se tiene que realizar el estudio VCD y la prueba de prospecto. También estará realizando un estudio de plays para el Cretácico y también propone un escenario incremental en donde estará realizando otro estudio de identificación, evaluación y selección de prospectos.

En la siguiente lámina podemos observar una línea sísmica representativa en donde el Operador nos está indicando que se trata de una trampa estratigráfica. El objetivo geológico es el Mioceno Tardío y está programado a una profundidad total de 2,055 metros verticales. El tipo de hidrocarburo esperado es gas seco.

Y bueno, respecto al Programa de Inversiones, el operador propone invertir 12.76 millones de dólares en el escenario base y hasta 13.27 millones de dólares en el escenario incremental. Y así llegamos a la Asignación AE-0127-M-Llave. Su relación cronológica inició el 5 de octubre con la solicitud de modificación del Plan, también se emitió la prevención el 19 de octubre, el Operador la atendió el 8 de noviembre y también estamos el día de hoy para resolver.

Como mencionamos en las láminas anteriores, la Secretaría otorgó el Título de Asignación el 28 de agosto de 2019. Esta Asignación también se aprobó el Plan para el periodo inicial el 4

*(Handwritten marks and signature)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de febrero de 2020 y tiene una superficie aproximada de 1,279 kilómetros cuadrados.

En la siguiente imagen entonces podemos ver de manera gráfica en tonalidades de azul los estudios sísmicos que reprocesó y también aparece una parte, una línea de la adquisición sísmica que realizó. Además de estas actividades de procesamiento, también realizó dos estudios asociados a identificación de prospectos que los podemos ver en color azul, que es Quelonia y Maxyapan.

Esta Asignación o este Plan también se encuentra en la etapa de evaluación del potencial de hidrocarburos e incorporación de reservas. El motivo de la modificación es nuevamente por el otorgamiento del primer periodo adicional de exploración y el objetivo del Plan aquí es continuar con la incorporación de reservas también en los plays establecido del Mioceno.

Y este es el cronograma de actividades. Podemos ver que el operador maneja la misma estrategia. Durante el primer año realiza estudios para posteriormente en el año 2024 perforar aquí, bueno, en esta Asignación el prospecto Tikani-1EXP. Entonces de manera gráfica podemos observar que en esta asignación el prospecto se ubica hacia el sur de la Asignación y podemos observar en color verde que el estudio regional de plays abarca la parte final de la Asignación.

Y esta es una línea sísmica también representativa de prospecto y aquí el Operador nos está indicando que se trata de una trampa estratigráfica. La profundidad total programada es de 3,520 metros, es un poco más profundo que el anterior, y también aquí el hidrocarburo esperado es gas seco.

Para este plan el operador propone invertir 16.18 millones de dólares en su escenario base y hasta 17.20 millones de dólares para su escenario incremental. Y entonces vamos a presentar los detalles de la tercera Asignación, la AE-0128-M-Llave.

Esta solicitud se recibió el 13 de octubre, se emitió una prevención el 27 de octubre y el Operador atendió el 15 de noviembre para estar el día de hoy ante ustedes para resolver el tema. Esta Asignación también se ubica en el estado de Veracruz dentro de la provincia petrolera Cueva de Veracruz. También este Plan fue



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aprobado el 4 de febrero del año 2020 y también la Secretaría ya otorgó el primer periodo adicional de exploración.

Como antecedentes, el Operador realizó adquisición sísmica 2D en esta Asignación y también realizó el procesado de información sísmica 3D, además de que realizó el estudio de identificación, evaluación y selección de prospectos para Iliniza-1EXP que vemos aquí.

Respecto del alcance de las actividades exploratorias de este plan, tenemos que se ubica en la evaluación del potencial de hidrocarburos e incorporación de reservas. Nuevamente el motivo de la modificación es por el otorgamiento del primer periodo adicional de exploración y aquí el objetivo es incorporar reservas de hidrocarburos en los plays establecidos del Mioceno.

Este es el cronograma para este Plan. Nuevamente en el primer año se realizan estudios exploratorios y el pozo queda en el primer trimestre del año 2024 y aquí se estaría perforado el pozo exploratorio Quilate-EXP. De manera gráfica entonces podemos observar que este pozo Quilate-1EXP queda al centro de la Asignación y como referencia este prospecto queda cerca de un área de extracción que se llama Campo Rabel, que también está en el centro de la Asignación.

Esta es la sección sísmica representativa para este prospecto y aquí el objetivo es Mioceno Tardío, la trampa es combinada y está programado a una profundidad total de 1,700 metros. Este es menor. El tipo de hidrocarburo esperado también es gas seco. Y para este Plan el Operador propone invertir 12.66 millones de dólares en su escenario base y hasta 13.17 millones de dólares en su escenario incremental.

Entonces si vamos a la última de las Asignaciones, a la AE-0129-M-Llave. Esta solicitud también el recibió el 13 de octubre, la Comisión emitió una prevención el 26 de octubre, el Operador la atendió el 10 de noviembre y estamos el día de hoy para su aprobación. Esta área de asignación también se encuentra en el estado de Veracruz dentro de la provincia petrolera Cuenca de Veracruz. El título también fue otorgado el 28 de agosto del año 2019 y también se aprobó el 4 de febrero del año 2020. Para esta Asignación también la Secretaría ya otorgó el primer periodo adicional de exploración.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como antecedentes tenemos que el Operador realizó adquisición sísmica 2D y procesó también información sísmica 2D, además de que realizó dos estudios de identificación y evaluación y selección de prospectos que vemos hacia al norte de Tesur-1EXP y Martillo-1EXP.

Respecto del alcance de las actividades exploratorias, este Plan se ubica en la incorporación de reservas. Nuevamente el motivo de la modificación es por el otorgamiento del primer periodo adicional de exploración y el objetivo aquí es incorporar reservas en los plays establecidos del Plioceno Temprano en la Cuenca de Veracruz. Si continuamos, entonces tenemos el cronograma para esta Asignación y podemos observar que en el año 2023 se realizan estudios exploratorios y también en el primer trimestre del año 2024 se estaría perforando el pozo exploratorio Xadani-1EXP.

Y en esta imagen podemos observar dónde se ubica el prospecto Xadani-1EXP. Además de la perforación de este pozo, el Operador estaría realizando tres estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, dos en el escenario base y uno para el escenario incremental.

Esta es la línea sísmica del prospecto Xadani-1EXP. El Operador está indicando que el objetivo geológico es el Plioceno Temprano y la profundidad que trae programada es de 1,050. Este es el prospecto que está programado a menor profundidad. El tipo de hidrocarburo esperado también es gas seco. Respecto del Programa de Inversiones, tenemos que el operador propone invertir 10.75 millones en el escenario base y hasta 11.26 millones de dólares para el escenario incremental.

Bueno, entonces como conclusiones tenemos que la ejecución de los Planes de Exploración modificados permitirá continuar con las actividades de incorporación de reservas y reducir la incertidumbre geológica a través de la integración y correlación de los resultados derivados de la información generada de los pozos exploratorios. Realizar la posible incorporación de recursos de cerca de 17.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el escenario base considerando los cuatro planes y también ejecutar una inversión de aproximadamente 52.35 millones de dólares en el escenario base considerando los cuatro planes y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hasta 54.6 millones de dólares para el escenario incremental también de los cuatro planes.

Por lo tanto, Comisionada, Comisionados, tenemos la propuesta para la modificación de los Planes. Tenemos que se advierte técnicamente adecuado toda vez que las actividades planteadas permitirían evaluar el potencial petrolero del Plioceno y Mioceno y permitir la posible incorporación de recursos derivado del resultado de la perforación de los prospectos exploratorios que se plantean, maximizando así el valor estratégico de las áreas de asignación. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación de estos cuatro Planes de Exploración para las asignaciones AE-0126-M-Llave, AE-0127-M-Llave, AE-0128-M-Llave y la AE-0129-M-Llave. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Leticia Torrez González. Por favor a su consideración.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Tres preguntas así muy puntuales. La primera es en todos casi es un copy paste digamos de lo que es las actividades o solamente cambian desde luego los pozos. Mi pregunta va y aplica para todos es ¿no hicieron nada del 28 de agosto a diciembre?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORREZ GONZÁLEZ.- No.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿no presentaron ninguna actividad ni estamos enterados? Y relacionado con esto, en los antecedentes dice que se hicieron estudios regionales de plays y aquí comienzan con estudio de play en cada uno de los proyectos. Va a ser regional supongo. ¿No? Porque si es lo mismo. ¿Es diferente a lo que ya hicieron anteriormente?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctora. Fijese que esa fue una condición que preguntamos al Operador durante la etapa de prevención y lo que nos dicen es que hubo una reorientación de la estrategia exploratoria también para que en estas Asignaciones

1).9



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

no lo mencionamos porque no es parte de las mismas, pero una Asignación contigua hacia el Noroeste es donde está el Campo Ixachi. Entonces ellos están reorientando un poco otra vez la exploración para buscar explorar digamos ese play del Mesozoico, pero ahora en estas áreas. Y entonces los anteriores estudios de plays que estuvieron haciendo también estuvieron enfocados en el Terciario. Entonces están manteniendo como una doble visión. Si ven algunos de los cronogramas que presentó aquí la ingeniera Leticia, había veces que mantenían dos o más estudios de plays. Justamente es por eso, porque los están diferenciando hacia plays mesozoicos y hacia plays terciarios.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Aunque los pozos se van a perforar a nivel de Mioceno y Plioceno. ¿No? O sea, mucho más arriba de Mesozoico.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ahorita son los que ya se tienen visualizados con la información que ya tienen hasta el momento, pero ellos esperan tener expectativas de que con estos nuevos estudios quizás no sé si más adelante aquí modificando estos planes o para un periodo siguiente ya ver si hay algo en el Mesozoico.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, creo que hay dos pozos que notablemente se salen de la Asignación. ¿Sí está el párrafo que se pone cuando se sale? Aunque son de Pemex, pero de todos modos hay que comentarlo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORREZ GONZÁLEZ.- Sí están doctora en los acuerdos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La presentación se me hace muy clara, pero a la hora en que la estamos viendo de repente me nació la pregunta que esta es una modificación. Pero ustedes nunca dijeron en qué sentido se está



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

modificando. Se está modificando el calendario, las actividades, el alcance, la estrategia y el porqué de la modificación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Se está modificando doctor, así se le llama por un procedimiento administrativo, pero es porque ya se acabó el primer periodo de exploración. Ahora es el primer periodo adicional de exploración. Entonces no sería comparable con el Plan anterior, porque el plan anterior llegaba hasta agosto de 2022 y este es para el periodo que le sigue.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces tenemos un problema de definición porque en realidad no es una modificación. Es lo que corresponde a un periodo adicional, es un plan para un periodo adicional. Cuando yo lo vi, dije, pero cuál fue la modificación. Entonces y por otra parte esto se ve como otro paso más, porque si ven ustedes los estudios finales son identificación de prospectos como diciendo va a haber otro periodo adicional para seguir adelante con los prospectos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. La Asignación está contemplado que puede haber un segundo periodo adicional de exploración.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces creo que es importante señalar eso porque si no te dices, a ver, espérate tantito. Vas a empezar a identificar más prospectos cuando ya se acabó el periodo de exploración. Entonces quizá es no, porque va a haber otro periodo adicional que se va a solicitar al terminar esto. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo nada más agregar que este periodo adicional es de agosto de 2022 a agosto de 2024, que es como está planteado en las láminas. No tengo más cometarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Yo quisiera preguntar a qué se debe la prevención que hicieron al operador en el último caso.

*(Handwritten notes and signatures in blue ink)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORREZ GONZÁLEZ.- Sí. Se emitió una prevención para justamente preguntarle al Operador cuáles habían sido las circunstancias del cambio de los prospectos que tenía. Porque vimos que tenía dos prospectos, pero ya no se realizará, ya no están contemplados en esta modificación. Asimismo, también se le preguntó respecto del prospecto que sale del área de su Asignación, que él mismo indicará que estaría realizando el proceso de unificación en dado caso de que fuera exitoso. Y también hicieron aclaraciones respecto del presupuesto y del Programa de Inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. ¿Alguna otra pregunta? De no ser así, si no hay más preguntas, por favor adelante Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias, voy a dar lectura a cuatro acuerdos, cada uno referente a cada Asignación de las abordadas. Habiendo agotado el análisis de estos asuntos y 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; 7, fracción III 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 emite la resolución por la que se aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0126-M-Llave. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Segundo acuerdo. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0127-M-Llave. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano. ¿Doctor Moreira?"



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Tercer acuerdo. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0128-M-Llave. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- El cuarto acuerdo es referente, bueno, a la última asignación que es la 0129-M-Llave. Por tanto, y con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0129-M-Llave. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y Acuerdos siguientes:

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.001/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0126-M-Llave.

#### **ACUERDO CNH.E.90.001/2022**

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; 7, fracción III 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 el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0126-M-Llave.

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten mark]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.002/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0127-M-Llave.

### **ACUERDO CNH.E.90.002/2022**

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; 7, fracción III 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 el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0127-M-Llave.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.003/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0128-M-Llave.

### **ACUERDO CNH.E.90.003/2022**

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; 7, fracción III 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 el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0128-M-Llave.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.004/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0129-M-Llave.

### **ACUERDO CNH.E.90.004/2022**

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; 7, fracción III 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 el periodo de exploración adicional presentado por Pemex Exploración y Producción respecto a la Asignación AE-0129-M-Llave.

#### **II.5 Modificación al Plan de Exploración presentada por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.**

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias Secretaria. Buenas tardes. Bueno, vamos a ver el tema que ya refirió la Secretaria Ejecutiva. Es la modificación del plan también

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

justamente porque están entrando al periodo adicional de exploración. Es un caso análogo al anterior, solamente que en un área contractual. Si avanzamos.

Vamos a ver en el mapa el área que está con rojo es el área contractual. Como ven, solamente tiene un área contractual vecina que casualmente opera un operador que es del mismo consorcio, bueno, del mismo conjunto de inversionistas y ahí vemos el fundamento jurídico que asiste al proceso.

Ahora, si avanzamos por favor. La relación cronológica también en octubre se recibió la solicitud, hicimos unas prevenciones, se atendieron las mismas y en noviembre hicimos el dictamen para traerlo aquí ante ustedes en este día. Ahora, nos ubicamos justamente a unos 80 kilómetros al suroeste de Coatzacoalcos en la provincia de Cuencas del Sureste en el borde más occidental de las mismas. Este contrato se firmó en 2017 y es de modalidad de Licencia. El periodo inicial de exploración corrió entonces de 2018 y por tres años más hasta el 31 de diciembre de 2021. El periodo adicional de exploración que da vida a estas actividades que vamos a ver ahorita se aprobó en diciembre de 2021 y tiene una vigencia hasta diciembre de 2023. El área contractual son cerca de 245 kilómetros cuadrados donde se van a realizar las actividades. Ahora bien, si avanzamos.

Vemos las actividades que ya se realizaron durante el periodo inicial de exploración. Se reprocesó la información sísmica de las líneas que ven ustedes en el mapa, esas líneas cafés o líneas sísmicas 2D. Se perforaron tres pozos, que son los tres puntos que aparecen también en el mapa que son Jamalem, Ochpán y Tecani. Los tres resultaron productores, los tres en el Mioceno, dos de ellos en el inferior, uno en el medio. Si recuerdan por ahí la sesión anterior o no me acuerdo si fue la ante anterior, vimos el Programa de Evaluación de Ochpán. Entonces aquí está en esta área contractual, esto es para explorar. Eso fue lo que hicieron durante el periodo inicial de exploración.

Ahora bien, si avanzamos vemos entonces el alcance de las actividades que trae el contratista para este periodo. Está dentro de la fase de evaluación del potencial y posiblemente pasar a la fase de incorporación de reservas porque tiene considerado perforar pozos. Entonces iría en búsqueda de explorar los plays





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hipotéticos del Cretácico, el Eoceno, Oligoceno, Mioceno y el play establecido del Mioceno. Recordar que por contrato ellos tienen un compromiso mínimo de trabajo que cubrir de 2,700 unidades, un incremento de 11,600 y el compromiso para el periodo adicional que fue de 5,800, totalizando 20,100. Ellos ya tienen acreditadas cerca de 9,000 unidades. Están en proceso de acreditación de otras 13,000 y algo más y por lo tanto esta modificación al Plan con las actividades que hoy nos plantea el operador son casi 19,500 unidades de trabajo, con lo que vemos que está todo superado en cuanto al compromiso por unidades. Si avanzamos.

Vemos el cronograma que plantea el Operador. Vemos que durante todo el proyecto está la parte administrativa y luego inician con una fase de reprocesamiento sísmico, integración de los datos de lo que ya perforaron. A pesar de que ellos ya tienen establecido dónde va a ser la perforación del prospecto que ahorita lo vamos a ver, este último procesado sísmico es para afinar los últimos detalles de las profundidades de los horizontes y dónde asentarían las tuberías y demás. Es una última fase. Después harían la perforación del prospecto durante abril a agosto, la toma de información y núcleos. Está considerada la terminación y una prueba de presión-producción de este prospecto, recuperaciones de muestras y por supuesto entonces el análisis de toda la información que deriva de la perforación del pozo. Está ahí una fase de mantenimiento del pozo Jamalem porque como sucedió en el Programa de Evaluación también el gas que se llegue a producir aquí en caso de éxito se va a reinyectar ahí en Jamalem, por eso está esa actividad. Y por supuesto entonces las actividades de seguimiento, evaluación de sistema de administración de riesgos, manejo de residuos y demás que sabemos que tienen que ocurrir durante las etapas de estas actividades.

La estrategia pues es muy simple. Seguirán evaluando el potencial petrolero como ya dijimos. Se actualizará a través del modelo sísmico, se perforará el pozo, se tomará la información. En caso de éxito, pues migrarán a un Programa de Evaluación el descubrimiento por supuesto y, en caso de que no, finalizará la etapa exploratoria. Ahí vemos en el mapa de la derecha es el área contractual en un punto hacia el lado izquierdo vemos dónde está localizado lo que ellos llaman hoy prospecto 1. Ya sabemos que

*C.*  
*P.*

*Q. 9*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

esto puede cambiar de acuerdo a los lineamientos de pozos el nombre del mismo.

En la siguiente diapositiva vamos a ver los detalles del prospecto que se llama prospecto 1. Vemos la trayectoria vertical con la que está considerado el pozo. En esta sección vemos es un anticlinal afallado, está cortado y tiene cuatro objetivos exploratorios. Uno a nivel del Mioceno, que es el que se ha explorado como ya vimos en los pozos que se perforaron. Otro a nivel del Oligoceno, del Eoceno y van también hasta el Cretácico Medio e Inferior, lo cual es muy bueno para esta área.

Si vemos en la tablita de abajo alcanzamos a observar los recursos prospectivos que están asociados para cada uno de esos niveles. Y resalta entonces que la parte del Cretácico tiene 114 millones. A diferencia de los otros que están en un orden menor, esto pues sabemos que los niveles mesozoicos generalmente tienen esta condición. Entonces por eso es relevante que este pozo llegue a esos plays que son hipotéticos. Ahí están cuáles son sus recursos y cuál es la probabilidad geológica asociada al mismo. En la sección de la derecha la quisimos poner porque además de que se ve la trayectoria del pozo que se perforaría aquí hasta esta zona verde que es la del Cretácico. Vemos que ya hubo perforaciones de pozos previas que no resultaron exitosas. Están aproximadamente a unos 6 kilómetros, un poquito más, y resultaron invadidos de agua salada. No obstante, el Operado sigue teniendo buena perspectiva sobre esta área a nivel del Mioceno. Como ya vimos, pues hay otros niveles también que se van a explorar.

Ahora bien, respecto del Programa de Inversiones para llevar a cabo estas actividades, vemos que plantean una serie de subactividades que totalizan casi 16.5 millones de dólares. Claramente el 81.4% de la inversión estaría destinada a la perforación del pozo y aquí mismo dentro las pruebas de presión. Hay otra parte mínima para geología y geofísica, otras ingenierías y esto es lo que se plantea en el Programa de Inversiones de este contrato de Licencia.

Las conclusiones son simples digamos en el sentido de que el Operador ha manifestado su interés para continuar con las actividades de evaluación del potencial petrolero. Eso es importante porque, como vimos en las unidades de trabajo, ellos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

prácticamente ya cumplieron las unidades, aun cuando no llevaran a cabo el pozo que está planteándose ahorita y aun así están proponiendo otro pozo adicional. Entonces con esto ellos podrían llegar en caso de éxito a una incorporación de recursos en casi 162 millones de barriles de crudo equivalente. La ejecución de estas actividades permitiría cumplir por supuesto con estos compromisos contractuales. Y nos hicieron también una propuesta del punto de medición provisional derivado de que es probable que tenga flujo de hidrocarburos. Entonces se analizó y se vio que es viable en cuanto a la determinación de volumen y calidad de estos hidrocarburos para la prueba de presión-producción. Si avanzamos.

Entonces tenemos la propuesta para ustedes de esta modificación. Advertimos técnicamente factible esta propuesta del operador porque cumple con la normatividad y técnicamente es adecuada. Por eso sometemos a su consideración la modificación de este Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017 de Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. Es cuanto Comisionado Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Rodrigo. Por favor adelante Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. ¿Nos podemos ir a la lámina 5 por favor? En realidad, aquí nada más es recordar, porque la sesión pasada el Ochpan-1 precisamente se puso el Mioceno Medio. Yo dije que estaba la notificación en Mioceno Inferior. Inclusive en toda la documentación que tenemos en el dictamen, etc., está como Mioceno Inferior. Teníamos una presentación anterior que está como Mioceno Inferior, la cambiaron a último momento. Solamente checar que quede congruente, porque el dictamen sí está como Mioceno Inferior.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Vamos a revisar doctora para que quede justamente congruente.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para que quede congruente. Es todo Comisionado Presidente, gracias.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.  
Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la  
número 9 por favor. La primera es un comentario. La presentación  
es muchísimo más clara que las otras que han presentado. Se ven  
muy claros todos los campos, la estratigrafía se ve muy clara.  
Entonces bueno, felicitaciones.

Y la segunda pregunta que yo tengo es cuando vemos los  
recursos, el recurso digamos mayor es el del número 4. 114 contra  
20, 18 o 10. Entonces bueno, ojalá y tengan mucho éxito. Pero la  
pregunta que yo me hago es si son exitosos, están siendo exitosos  
en el Cretácico. Los otros tres que también fueron exitosos están  
en el Terciario. ¿Entonces qué pasaría? ¿Tendrían que regresar a  
reestudiar estos pozos a ver si también son exitosos en el  
Cretácico?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.  
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, sería lo ideal, porque si  
recordamos este prospecto 1 está justamente hasta el borde  
occidental y los otros tres pozos están en el borde oriental.  
Entonces sería ideal que ellos volvieran a sus modelos para ver si  
incorporando la información en caso de este éxito, allá también se  
puede ver la mejor prospectiva para el Mesozoico, claro que sí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y ligado  
con eso, a la hora en que vemos nosotros aquí los objetivos de este  
pozo pues están en el Terciario y en el Cretácico. Entonces puede  
ser que sean exitosos en los dos lados, dos partes. Entonces ojalá y  
tengan suerte, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias  
Héctor. Adelante Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me quedo con  
la última frase: ojalá y que tengan suerte.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Todos  
nos quedamos con esa frase de Héctor. Coincidimos todos. Y la  
misma pregunta: ¿a qué se debieron las prevenciones?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Fíjese que en las prevenciones fueron en el sentido de que nos hacía falta alguna información específica del prospecto, pero además también para la parte de medición, que quedara clara cuál iba a ser la filosofía de medición. Porque como es un punto que se tiene que aprobar, también se requirió que se precisara y se precisó afortunadamente con la prevención y ya no hubo necesidad de pedir información adicional.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si no existe otra duda, entonces adelante con la aprobación por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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, 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 emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. relacionada con el Contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

**RESOLUCIÓN CNH.E.90.005/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

**ACUERDO CNH.E.90.005/2022**

Órgano de Gobierno

Nonagésima Sesión Extraordinaria

8 de diciembre de 2022

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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, 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 presentada por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V. respecto del Contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

## **II.6 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Kukupkil-1EXP.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Lizeth Cruz Roldan, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LIZETH CRUZ ROLDÁN.- Gracias, buenas tardes Comisionada, Comisionados. Como ya se refirió, les voy a presentar la solicitud de autorización del pozo Kukupkil solicitado por Pemex Exploración y Producción. En esta lámina podemos ver el fundamento jurídico en el cual nos basamos para la resolución de este trámite, así como un mapa de ubicación. Este pozo se encuentra en aguas someras del Golfo de México frente a las costas de Tabasco. El área está delineada por el color rojo, es la Asignación AE-0153-M-Uchukil. Vemos que hacia el Norte colinda con un área contractual operada por Total. El pozo más cercano de correlación es el Xikin-1DL a 22 kilómetros y la distancia hacia el límite más cercano es hacia el Norte a 1.5 kilómetros.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Este pozo fue ingresado el día 31 de octubre, se recibió un alcance de información el día 16 de noviembre y el día de hoy lo ponemos a consideración de este Órgano de Gobierno. Como datos generales, este pozo se encuentra considerado en el escenario incremental del Plan de Exploración vigente. Tiene un tirante de agua de 42 metros y tiene dos objetivos geológicos. El primero es el Cretácico Superior y el segundo es el Jurásico Superior Kimmeridgiano. El objetivo de este pozo es descubrir una acumulación de aceite ligero mediante la perforación de un pozo con una trayectoria vertical a una profundidad de 6,335 metros verticales bajo mesa rotaria. Para esto se tiene programado iniciar su perforación el día 12 de enero y concluirla el 25 de mayo. Iniciar la etapa de terminación el día 22 de mayo y concluirla el 17 de julio. En esta etapa de terminación se tienen programadas dos pruebas convencionales, una para cada uno de los objetivos de este pozo. Se perforará con la plataforma autoelevable La Covadonga, la cual cuenta con un sistema de preventores de 15,000 psi. Aquí la presión que se estima en el fondo del pozo es de 16,363 psi. Sin embargo, a nivel de cabeza se estima una presión de 3,663 en un escenario hipotético que el pozo esté lleno de gas. Sería el peor escenario. Se estima un recurso prospectivo a la media con riesgo para el Cretácico Superior de 6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para el Jurásico de 10 millones, con una probabilidad de 20% y 21% respectivamente.

En la siguiente lámina vamos a ver la trampa, la cual es de tipo estructural para ambos objetivos. Tiene un cierre hacia el Este contra falla y hacia las demás direcciones es un cierre natural por la sal. Es la que vemos de color rosa. En la sección sísmica podemos ver la trayectoria del pozo. Como les comentaba es una trayectoria vertical. Atravesará tres fallas en la parte somera y terminará en el Jurásico. Del lado derecho podemos ver un mapa de configuración estructural. En caso de éxito, vemos que el área prospectiva excede los límites de la Asignación. Por lo cual, en caso de un posible descubrimiento y que la información confirme que puede exceder los límites, se tendría que hacer una unificación.

Respecto al diseño del pozo, de lado izquierdo podemos ver la columna geológica programada, la cual va desde el Reciente Pleistoceno hasta el Jurásico Superior. Vemos también las tres fallas que atravesará en el Reciente Pleistoceno y en el Plioceno Superior. También este pozo atravesará sal, aproximadamente S50

*(Handwritten notes and signatures)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

metros de espesor. Después tenemos la litología. Previo a la sal principalmente son intercalaciones de areniscas y lutitas y posterior a la sal tenemos en el Oligoceno, en el Eoceno y Plioceno lutitas. Para los objetivos del Cretácico y Jurásico tenemos carbonatos naturalmente fracturados. Después tenemos las geopresiones. En la primera parte tenemos una presión normal hasta aproximadamente los 1,500 metros. Después inicia la etapa de transición. Después entramos a la zona franca de presiones anormales, la cual será aislada con una TR de 13 5/8", que será asentada a 3,850 metros. Posteriormente se iniciará con la perforación de la sal. Esta etapa será aislada con una TR de 9 7/8", igual para la siguiente zona de presión anormal. Para la etapa del objetivo del Cretácico Superior, se tiene un liner de 7 3/4" y para el objetivo del Jurásico un liner de 5 1/2". Se tiene también programado un liner de contingencia de 11 7/8" en caso de tener algún problema operativo al concluir la etapa de la sal.

Finalmente, bueno, las consideraciones. Pues este pozo, como les comentaba, se encuentra en el escenario incremental del Plan de Exploración vigente. Los preventores son adecuados para la perforación del pozo dada la presión máxima esperada en superficie en un escenario hipotético crítico. La selección de tuberías es acorde a las condiciones esperadas durante la perforación y vida útil de este pozo. Y también se utilizarán herramientas direccionales que permitirán mantener la verticalidad del mismo. Es por eso que la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación de este pozo Kukupkil-TEXP. Eso es todo Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Lizeth. Está a su consideración.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer dos comentarios no tanto de la presentación que estuvo muy clara, sino de la manera en que lo estamos presentando. Y me refiero mucho por ejemplo aquí en el 7 donde hablan ustedes que los preventores son adecuados porque la presión esperada en





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

superficie es 13,663. Entonces cuando nosotros vemos, ahora sí me quiero ir a la lámina 4. Cuando nosotros hablamos de la presión, estamos hablando de la presión en el pozo abajo. Y cuando estamos hablando de los preventores estamos hablando de la presión arriba. Entonces el no tener un estándar nos lleva a una confusión que yo tuve en la sesión pasada. Estamos hablando de dos cosas, las dos son correctas, las dos son perfectas, pero una está medida en un lugar y otra está medida en otro.

Lo mismo nos pasa con el hidrocarburo. Si yo les dijera el agua es sólida, líquida o gaseosa, ustedes me contestan cuándo, bajo qué condiciones. Diferentes temperaturas y presiones te van a dar diferentes resultados. Entonces con el hidrocarburo esperado es el hidrocarburo esperado abajo en el yacimiento o el hidrocarburo esperado es arriba después de la producción. Pues yo puedo tener hidrocarburo aceite ligero abajo, pero cuando salga va a ser aceite ligero más gas. Si yo tengo por ejemplo gas, pues el gas seco y el gas húmedo abajo son gas los dos, pero arriba uno es gas y el otro es gas y condensado. Entonces nomás que nos pusiéramos de acuerdo cuando decimos hidrocarburo esperado de qué estamos hablando, de lo que vamos a encontrar abajo o de lo que va a producir el pozo y que va a entregar. Es una cuestión de definición para nomás entender bien cuando presentemos esto. Yo creo que tiene más sentido decir lo que vamos a entregar, lo que me va a producir a mi empresa, pero hay que ponerse de acuerdo que ese hidrocarburo esperado es entrega, no es lo que encontré abajo, porque no es necesariamente lo mismo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si quiere doctor yo le contesto esa parte y ahorita aquí Ricardo que nos diga de lo primero. Lo que sí es un hecho es que en exploración siempre que hablemos del hidrocarburo esperado es lo que está abajo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si esa es la definición, está perfecto, pero nomás que quedemos claro que ahí es abajo y ya.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Siempre que ustedes vean eso, va a ser lo que se estimó por parte del operador de acuerdo con su modelo que va a estar ahí abajo.

0.9



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está bien. Es que la vez que preguntaron dijeron aceite ligero y dijeron aceite ligero abajo. Ya después, sí, pero abajo va a tener gas. Sí. Pero abajo, que es lo que ustedes están diciendo, es líquido. Ya, hasta ahí. Nomás quería llegar a una definición. No tengo ninguna opinión, nomás que nos quede claro a nosotros y a la gente que nos ve que estamos hablando de lo que yo voy a encontrar en el yacimiento. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Está bien. Adelante Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues nada más comentar que los números son muy parecidos. Aquí se dice que el yacimiento puede llegar a tener una presión en libras por pulgada cuadrada que dice ahí psi de 16,363. Y en la última lámina se dice la presión máxima que podrían tener los preventores, que es 13,663. Se parecen mucho, pero no son iguales. Eso quiere decir que a esos 16,363 se les resta el peso de la columna de gas que se puede llegar a tener ahí y entonces se llega a la conclusión de que las 15,000 libras que puede soportar el preventor son más que suficientes.

Y cuando estaban haciendo la presentación, pues me venía a la mente que sí, que hay que ver la situación más crítica. Esa es la situación más crítica, pero es casi imposible que se presente en el campo, pero bueno, siempre hay que poner la más crítica. Y finalmente pues cumplen con el requisito. Yo creo que ahí como que se confundió un poquito los números cuando hubo la discusión. Nada más era dejar claro esto. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Adelante Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sobre lo que decía aquí el doctor Néstor. ¿Es más crítica por qué? ¿Porque no tiene la columna?, ¿porque está toda vacía nomás lleno de gas?

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que operaran tan mal, que haya una operación tan mal, que es imposible que pueda llegarse a dar en la realidad, pero fue una mala operación que el lodo de perforación se les escapó y entonces pues lo único



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que quedó fue la columna de gas. Pero la columna de gas también tiene líquidos, entonces ese es el peor escenario. Pero así es como se hacen los diseños. A lo mejor un edificio hay que hacerlo para que aguante un temblor de 10. ¿Es probable? Sí. ¿Pero qué tanto es probable que se dé eso? Pues muy bajito. Igual acá. Eso es super baja probabilidad. Pero no importa, aunque llegara a presentarse, se tiene.

Cuando se empieza a tener un descontrol en el pozo, inmediatamente hay mecanismos para cerrar el pozo. Están los preventores en superficie y entonces nunca se permite que el agujero quede vacío. Y aunque esté la tubería puesta, hay preventores que pueden romper la tubería. Tienen unas guillotinas, rompen la tubería y sellan. Entonces en general nunca debería suceder esto, pero así es el diseño. Es como los aviones. Se tiene dos turbinas. Una turbina tiene que ser capaz de mantener el avión en vuelo, porque es una cuestión de ingeniería. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. ¿Alguna otra observación? Siendo así, por favor Secretaria adelante con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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 emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Kukupkil-1EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.006/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y

Órgano de Gobierno

Nonagésima Sesión Extraordinaria

8 de diciembre de 2022

*(Handwritten marks and signatures)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Kukupkil-1EXP.

### **ACUERDO CNH.E.90.006/2022**

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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Kukupkil-1EXP.

#### **II.7 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados y los aquí presentes. El día de hoy traemos a su consideración la autorización para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP de Pemex Exploración y Producción. La palabra “macuil” proviene del náhuatl y significa cinco.

Tenemos el fundamento jurídico en el cual está sustentada esta solicitud. El mapa de ubicación donde podemos observar que el pozo Macuil-101EXP se encuentra frente a las costas del estado de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Tabasco al sur de la Asignación AE-0150-M-Uchukil. Los principales pozos de correlación fueron el Macuil-1EXP, el Paki-1EXP y el Coatzin-1EXP.

En la línea de tiempo tenemos que el operador presentó esta solicitud el 14 de octubre del presente año, posteriormente se hizo una prevención por información faltante el 28 de octubre, luego el Operador atiende esa prevención el 7 de noviembre, además que hace un alcance de información a esa solicitud el 22 de noviembre y por último traemos el día de hoy a su consideración.

En cuanto a los datos generales, este pozo está considerado dentro del escenario base de la Asignación ya mencionada. Su clasificación es pozo exploratorio en nuevo yacimiento. Tiene un tirante de agua de 30 metros y una elevación de la mesa rotaria de 36 metros. El objetivo geológico es el Plioceno Medio. El Operador Petrolero consideró dos intervalos hipotéticos, a los cuales denomina objetivo 1 y objetivo 2. Para el objetivo 1 la cima estaría a 1,311 metros verticales bajo mesa rotaria y la base estaría a 1,376 metros verticales igual bajo mesa rotaria. Para el objetivo 2 la cima y la base estarían de 1,856 a 2,011 metros verticales bajo mesa rotaria. La temperatura esperada son 68.3° C y 2,758 psi de presión. El hidrocarburo esperado es aceite ligero y considera una trayectoria direccional tipo "J". Tiene una profundidad total de 2,066 metros verticales y 2,663 metros desarrollados, estos referenciados bajo mesa rotaria. En su programa se contemplan 72 días, comenzando por la perforación, terminación y abandono.

La plataforma que ellos van a utilizar es la plataforma autoelevable Papaluapan que tiene 3,000 HP y satisface necesidades de hasta 9,150 metros. Cuenta con un sistema de preventores de 10,000 psi. La imagen del equipo la podemos ver aquí en pantalla. Los recursos prospectivos a la media con riesgo asociados a este pozo consolidado sería 14 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la probabilidad de éxito geológico es del 54%.

La trampa asociada a este pozo es de tipo combinada en la que la componente estructural está dada por un homoclinal con orientación Noroeste-Sureste y presenta un cierre contra falla al Norte y Este y cierre natural en las demás direcciones. La componente estratigráfica corresponde a secuencias siliciclásticas de canales, desbordes y lóbulos depositados en un

d.  
R  
17.9



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ambiente de talud. Del lado derecho podemos ver los dos mapas de configuración estructural. El superior corresponde al objetivo 1 y el inferior al objetivo 2, ambos de Plioceno Medio.

En la sección sísmica de la izquierda tenemos dos pozos, el Macuil-101EXP, donde podemos ver su trayectoria direccional tipo "J" y los registros sintéticos que se elaboraron a partir de la información de pozos de correlación. Podemos ver el objetivo 1 y el objetivo 2 que sería el más profundo. Esos están ahí representados con un rectángulo en verde. Y a la derecha tenemos el pozo Macuil-1EXP, el cual es productor de aceite tanto en su trayectoria principal como en la ventana. Cabe resaltar que el objetivo 1 que considera el pozo Macuil-101EXP no fue perforado por el Macuil-1EXP y lo que sustenta el carácter exploratorio de este pozo está dado por dos elementos que separan a ambos pozos. El primero sería estructural, que serían estas dos fallas que podemos observar y el otro sería estratigráfico, que se presenta o se puede observar una atenuación sísmica que nos puede sugerir un posible cambio de facies o que haya un acuñamiento de esas secuencias.

En cuanto al diseño del pozo, de izquierda a derecha tenemos la columna geológica que comienza en el Reciente Pleistoceno, Plioceno Superior, Plioceno Medio. Los recuadros en verde serían los objetivos. Se van a atravesar dos fallas a la profundidad de 1,240 metros desarrollados y 1,801 metros desarrollados. Estas no tienen riesgo de ser conductivas. La litología esperada pues son intercalaciones de areniscas con lutitas y en cuanto al modelo geomecánico se consideraron presiones normales hasta la base del Reciente Pleistoceno y posteriormente empieza una etapa de transición y a nivel del objetivo hay una regresión en lo que es la presión de poro. Esto es un evento que fue conocido con la perforación del pozo Macuil-1EXP.

En cuanto al estado mecánico, se consideran cuatro etapas de perforación. La primera es una tubería de revestimiento conductora de 20" a 250 metros verticales. Posteriormente una tubería de revestimiento superficial de 13 3/8" a 1,200 metros desarrollados. Esta tiene la intención de aislar los posibles acuíferos. Luego tenemos un liner de 9 5/8" a la profundidad de 1,955 metros desarrollados. Esta la intención es aislar las dos fallas que tenemos. Y por último un liner de 7 5/8" a la profundidad total que sería 2,063 metros verticales y 2,663 metros desarrollados.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como escenario de contingencia se tiene contemplado una tubería adicional que sería el liner de 5 1/2" a la profundidad total, lo cual estaría haciendo que el liner de 7 5/8" se esté asentando anticipadamente.

Las consideraciones para este pozo. Está contemplado dentro del escenario base de la modificación al Plan de Exploración de la Asignación AE-0150-M-Uchukil aprobado por esta Comisión el 17 de octubre de este año. El objetivo principal de esta localización es descubrir aceite liero en areniscas de edad Plioceno Medio. Como ya mencioné, el escenario de contingencia considera una tubería adicional que es el liner de 5 1/2" en caso de surgir problemas operativos durante la perforación que corresponde a la zona del segundo objetivo. Como parte del programa preliminar de terminación, el Operador Petrolero realizó la evaluación de las secuencias del objetivo geológico del Plioceno Medio, identificando a través de registros geofísicos, sintéticos y petrofísicos un posible intervalo de prueba, cuya cima la estima encontrar a 2,195 metros desarrollados y su base a 2,270 metros desarrollados. Esto es referenciado bajo mesa rotaria. Sobre dicho intervalo, en caso de éxito, el operador petrolero realizará una prueba de presión-producción convencional.

Por lo anterior, la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP. Eso es todo en cuanto a este pozo y estoy a la orden.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Jocelyn Briseida Rodríguez Isidro. Adelante.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Comisionada. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta en la página 4. Hay dos objetivos y los objetivos están separados pues por 1,500 metros. No, 800 metros. Entonces cuando presentan los recursos prospectivos, son los recursos prospectivos consolidados y son 14 millones de barriles

0.9



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

equivalentes y la probabilidad de éxito geológico es 54%. Sin embargo, ¿si los separáramos cómo se verían?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- A la media con riesgo aquí tengo los datos. Recurso prospectivo con riesgo para el objetivo 1 es de 3.29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para el objetivo 2 de 4.21 igual millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, ya con riesgo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Sí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya con riesgo, perdón. Ok. ¿Y el éxito geológico cómo se ve en cada uno de ellos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Permítame. El éxito geológico para el objetivo 1 es de 35% y para el objetivo 2 de 43%.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. Yo haría dos preguntas. Reiterativamente quiero saber a qué se refiere la prevención que se hizo al Operador. Y por el otro lado me dicen que en agosto se aprobó un Plan para este pozo y en esa aprobación se iba a descubrir aceites pesado y ligero y en esta ocasión solamente se tiene aceite ligero. Se sabe por qué.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Por aquí tengo la información. Si recuerdo, ellos documentaron acerca del tipo de aceite que quedaba como en una ventana de 23.5, algo así.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces como que depende de la clasificación. O sea, no es como que sea muy restrictivo en cuanto a los números, pero ya lo consideraron como aceite ligero. O sea, justamente era como esa aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-  
¿Hicieron prevención a la operadora?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.  
JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- ¿En  
qué sentido?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.  
JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Las primeras fueron de  
que a partir del objetivo 2 hacia la profundidad total estaba  
transgrediendo una parte de un polígono de evaluación que  
estaba considerado para el pozo Macuil-1EXP. Sin embargo, el  
Operador documenta que a nivel del objetivo 2 no estaría  
atravesando, transgrediendo ese polígono, además de que nos dio  
el análisis estratigráfico donde justamente documentan. Por aquí  
tengo la información, si quiere la puedo citar. O sea, estarían  
sustentando de que se presenta una atenuación lateralmente en  
las amplitudes tal y como se ve en la continuidad lateral de los  
reflectores sísmicos, lo que estaría sugiriendo que la arenisca  
tuviera una reducción de espesor o un posible cambio de facies,  
que es lo que mencioné en su momento.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy  
bien, muchas gracias ingeniera. ¿Alguna otra? Adelante Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la  
página 4 yo sigo confundido ingeniera. El dato que están ustedes  
presentando ahí de 14 millones es con riesgo. ¿Sí?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.  
JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Sí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y entonces  
si es con riesgo, el éxito geológico es 54%. Pero cuando me  
presentó usted los datos de los objetivos, uno era de 43% y el otro  
36%. Entonces en promedio no pueden dar 54%.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOCELYN BRISEIDA RODRÍGUEZ ISIDRO.- Bueno, eso es lo que documentó el Operador Petrolero.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- En realidad, no tenemos idea del concepto del porqué cuando lo consolidan. Las probabilidades de éxito geológico no pueden consolidarse en teoría, porque cada una de ellas corresponden a diferentes condiciones, ya sea por lo que estimaron en el yacimiento, el modelo geológico, etc. Es más lógico que se consoliden los recursos prospectivos porque es el valor del proyecto de perforación, pero creo que vamos a revisar aquí nosotros al interior porque no debemos de presentar las Pg consolidadas. En realidad, ese concepto, aunque nos lo presente Pemex, creo que no deberíamos de ponerlo de esa manera y entonces poner datos para cada uno de los intervalos estratigráficos de interés.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, porque no dan los números. Digo, nomás chéquenlo, porque no dan los números. Seguramente hay un error de dedo, no es 54%, sino 44% o lo que sea. Pero con 54% no dan.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- ¿Alguna otra? Sí, adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Era un comentario que complementa un poco lo que ya se dijo acerca de la prevención, porque realmente no se sabe de si el pozo va a ser parte del yacimiento Macuil-1EXP o no. Pero sí el Operador dijo que una vez concluida la toma de información y en caso de que resulte este pozo ser parte del bloque del yacimiento descubierto por Macuil-1EXP, entonces van a proceder con la actualización del volumen de reservas del otro, si se llegara a dar. Pero con la información que ellos tienen de alguna forma ahora, ellos piensan que no es así, que fue lo que ya dijo la ingeniera.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. De no haber otra observación, duda o respuesta, por favor Secretaria adelante con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

**RESOLUCIÓN CNH.E.90.007/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP.

**ACUERDO CNH.E.90.007/2022**

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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Macuil-101EXP.

**II.8 Solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP.**

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva 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, en lo procedente, a continuación se transcriben:

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Comisionada, buenas tardes, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente, traemos a su consideración esta solicitud de autorización del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301.

Esta solicitud fue ingresada por Pemex Exploración y Producción. En la lámina que tenemos, contiene el fundamento jurídico que sustenta esta solicitud, así como el mapa de ubicación del pozo, el cual se encuentra en aguas someras del Golfo de México dentro de la Asignación AE-0166-M-Campeche Oriente. Esto es a 95.2 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Como pozos de correlación o pozos cercanos, está el Akal-501 a 5.4 kilómetros y Bacab-301DEL a 11.6 kilómetros. En esta lámina tenemos el proceso de autorización, la cual ingresó el 31 de octubre. Ingresó el operador un alcance a la información el 18 de noviembre y el día de hoy esta solicitud es traída a su consideración.

En los datos generales, como ya lo vimos, es un pozo de aguas someras. El objetivo que busca es el Jurásico Superior Kimmeridgiano y el Jurásico Superior Oxfordiano en profundidades de 4,325 y 5,075 metros. El hidrocarburo esperado es aceite mediano de 27° a 29° API en cada uno de estos dos objetivos. La trayectoria del pozo es direccional tipo “J” y buscaría alcanzar una profundidad total de 5,240 metros verticales o 5,364 metros desarrollados dada su trayectoria direccional. De acuerdo con el programa calendarizado del Operador, iniciarían las actividades el 11 de marzo del siguiente año y concluirían el 25 de junio. Tiene programada una terminación y efectuar una prueba de producción en los dos objetivos, la cual iría del 26 de junio al 21 de agosto, ya incluyendo el abandono de esta localización. Todo esto nos da un total de 162 días para la perforación de pozo.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Los datos de la plataforma seleccionada, como se puede ver, es la plataforma autoelevable Papaloapan que también se tiene considerada para a perforación del pozo Macuil. Esta, bueno, la plataforma cumple con las características operativas para poder realizar esta perforación. Los recursos prospectivos que se tienen estimados son de 24.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 53%.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que es la descripción de la trampa para esta localización. Tenemos que es de tipo estructural y corresponde en el caso del Jurásico Superior Kimmeridgiano a un bloque rotado nucleado por sal. En el caso del Jurásico Superior Oxfordiano, está presenta el mismo comportamiento estructural, pero con cierre natural al Noroeste, mientras que en la dirección al Este, Sur y Oeste el cierre es contra sal. En la lámina podemos ver lo que es la trayectoria del pozo. Tenemos la localización Ek-301 en el centro de la línea sísmica y los pozos de correlación más cercana: Ek-101 y Akal-501 a 3.7 y 5.5 kilómetros. Del lado derecho tenemos los mapas de configuración estructural para cada uno de los objetivos Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Oxfordiano.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que es el diseño del pozo. Es un pozo robusto diseñado en siete etapas. Como podemos ver en la lámina, tenemos la columna geológica en el primer carril con las formaciones que van a ser atravesadas que vienen desde Reciente Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Oxfordiano y en la parte central tenemos lo que es el perfil de geopresiones. Si podemos apreciar el estado mecánico del pozo, los asentamientos, las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento obedecen a lo que es el resultado del perfil de geopresiones. Vemos que se tiene una densidad o una presión de poro con comportamiento normal hasta el Plioceno Medio, donde inicia la curva de presión de poro o la zona de transición y vemos una presión de poro máxima o franca en la parte que es el Eoceno, la cual irá revestida con la tubería de revestimiento de 13 3/8".

Hay una parte donde se va a atravesar el Cretácico y la zona conocida como la brecha, donde vemos que la presión de poro baja a presiones de poro por abajo de 1. Entonces sería entrando nuevamente a lo que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano y Oxfordiano, vemos el incremento de presión de poro y vemos que

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten initials]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

se van a atravesar también dos secciones de sal dentro del Oxfordiano. Una aproximada de 120 metros y otra sección adicional de 70 metros que sería hasta la profundidad total del pozo. Se busca llegar hasta esta zona de la sal para confirmar que se hayan atravesado estas arenas que se encuentran en el Oxfordiano, que son parte del objetivo principal del pozo. Cabe destacar que los objetivos se encuentran el objetivo 1 en el Jurásico Superior Kimmeridgiano y en las arenas del Jurásico Superior Oxfordiano.

Por último, tenemos lo que son las consideraciones para esta solicitud. Este pozo en aguas someras Ek-301 se encuentra contemplado en el escenario incremental de la modificación al Plan de Exploración aprobado por esta Comisión. Como parte de la estadística que se tiene de los pozos de correlación, se detectó que los eventos más relevantes se presentaron en el Plioceno Medio, Cretácico Inferior y Jurásico. Estos eventos fueron más característicos como pérdidas parciales, influjos, atrapamientos y resistencias, pero para esto el operador cuenta con un mapa y un plan de mitigación de riesgos con buenas prácticas operacionales para poder atender o mitigar cada uno de estos riesgos, además de que se tiene programado el uso de una tubería de contingencia en caso de que sea necesario. Es por esto que la DGAE considera técnicamente adecuada la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP. Por mi parte sería todo, estoy a sus órdenes para alguna duda o aclaración Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Israel Hernández Pérez. Adelante Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Solamente en cuanto al nombre del pozo. Vimos en la sección, es Ek, ¿verdad? Lo que pasa es que está junto a Akal, ¿verdad? O sea, están junto a Akal y por ahí hay un Akal-301 y estaba viendo que este es Ek-301EXP. Entonces está muy cercano al Campo Akal a 5 kilómetros y a casi 4 kilómetros de los Ek. Pero sí está separado por fallas aparentemente y sí podría ser un bloque anexo. O sea, la parte de la sal, bueno, es anhidrita. ¿Verdad? O sea, ¿tiene el mismo comportamiento que la sal?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. O sea, y esa es sal autóctona. Tiene



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

su origen en el tema sedimentario que hubo en el Oxfordiano en sus partes más tempranas.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y la pregunta sería por qué van a atravesar pues unos cuantos metros en esa parte de la anhidrita.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Es para asegurar que atravesaron la columna completa del Oxfordiano, que son las arenas que se depositaron ahí.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero pues aparentemente sí son bastantes metros.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- 72. Sí, es básicamente. Bueno, en otros pozos cuando generalmente el criterio de profundidad total es la sal, hemos visto que los operadores la penetran por 50 metros. Esto es muy similar lo que está haciendo aquí Pemex, pero si usa los pozos que están en la parte norte del Golfo de México que generalmente son con objetivos subsalinos. Llegan las ocasiones en las que tienen que tocar por 50 metros la sal o un indicador que les marque la profundidad total. A veces son otras formaciones.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Es un espesor de 79 metros, pero eso está arriba del área de interés en el Oxfordiano y el que se encuentra en el fondo es de 101 metros. Obviamente pues son espesores hipotéticos. También tendría que ver ya en la perforación si son efectivamente los 100 metros o el Operador lo que busca es conformar que se haya atravesado por completo la columna del Oxfordiano y detendrían ahí la perforación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Adelante Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin comentarios, muchas gracias.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Néstor, por favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues revisamos ya tres pozos, tres pozos en aguas someras. Empezamos con el Kukupkil-1EXP, el Macuil-1EXP y el Ek-301EXP. Los tres van a ser perforados por Pemex Exploración y Producción y pues me guardé al final para decirles que tengan mucha suerte, no estar repite, repite y repite. Porque además de la suerte de ellos, es la suerte de México y de todos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Claro que sí, muy bien. Pues de no existir alguna otra pregunta u observación, por favor Secretaria adelante con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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 emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.008/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP.

### **ACUERDO CNH.E.90.008/2022**

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; 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Ek-301EXP.

### **II.9 Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0309-M - Campo Sinán.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Horacio Andrés Ortega Benavides, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES. - Buenas tardes Comisionado, buenas tardes Comisionada. Buenas tardes a todos. El día de hoy traemos para su consideración la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la asignación A-0309-Campo Sinán.

Esta modificación la presentó Pemex Exploración y Producción a esta Comisión el día 3 de octubre de 2022, en el cual se emitieron prevenciones el 18 de octubre y el día 8 de noviembre Pemex ingresó a esta Comisión la atención a las prevenciones y el día de hoy la tenemos aquí ante este Órgano de Gobierno. Aquí podemos ver el polígono de la Asignación, la cual se ubica en las aguas territoriales del Golfo de México y comprende un área de 100.738 kilómetros cuadrados, cuyo título se emitió el 13 de agosto de 2014 con una vigencia de 20 años para hacer actividades de extracción a profundidades promedio de 5,050 a 5,175 metros en las formaciones del Jurásico y Cretácico. Actualmente cuenta con 4

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten initials]*  
*[Handwritten number 7.9]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pozos productores y 34 pozos perforados, los cuales aportan un fluido que es aceite negro de 27° API y aceite volátil de 30° API.

El Operador difiere lo que son sus etapas de desarrollo en cuatro etapas. Esto es el inicio de la explotación del campo empezó en 2003 y en la primera etapa comprende hasta lo que es el año 2006. Ahí inicia la explotación con 7 pozos perforados en Jurásico. Posteriormente en la etapa 2 alcanza su máxima producción, que son 73,000 barriles por día y 180 millones de pies cúbicos por día de gas. En esta segunda etapa también se hicieron reparaciones en lo que son la formación de Cretácico y posteriormente en la etapa 3 inicia un incremento en lo que es el flujo fraccional de agua, por lo cual se ve una disminución de los gastos de aceite y de gas y actualmente se encuentra en la etapa 4 donde tiene el mantenimiento de la producción con intervenciones a pozos y ha tenido un control de lo que es el flujo fraccional de agua alrededor del 50-60%.

Dentro de las variaciones del plan, tenemos que el plan anterior contemplaba 6 pozos. En esta nueva modificación está proponiendo 4 pozos. Existe una inversión, una variación de inversión mayor al 15% y una variación mayor al 30% de la producción entre ambos planes. Igualmente, esta modificación requiere cambios técnicos y económicos en su estrategia. Esto es dado que en el plan actual que es de Ronda Cerro estaba considerando un proceso de recuperación secundaria, el cual, debido al comportamiento de los pozos, pues ya no lo está considerando actualmente.

Lo que son las alternativas de desarrollo, el operador hizo la evaluación de tres alternativas. Esto es en la alternativa 1 que es la seleccionada está considerando 4 pozos a perforar con sus respectivas terminaciones, tres en lo que es la formación Jurásico y uno en Cretácico. Considera también 12 reparaciones menores con un volumen a recuperar de 28.59 millones de barriles y 56.91 miles de millones de pies cúbicos con una inversión de 753 millones de dólares y 198 millones de dólares en gastos de operación. Después de realizar su análisis económico, se obtiene una relación VPN/VPI después de impuestos de 0.15. La alternativa 2 comprende igual los mismos pozos. Sin embargo, aquí está realizando una reparación mayor que va hacia lo que es el pozo Sinán-118, el cual es una intervención que el Operador dice que es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

riesgosa dado el contacto de agua-aceite que ya está cerca de esa zona. La actividad física en cuestión de reparaciones menores es mayor, por lo tanto, tiene un mayor volumen a recuperar, una mayor inversión, pero su relación beneficio/costo es menor, es de 0.12.

En lo que es la alternativa 3, únicamente considera 3 perforaciones y 3 terminaciones con 17 reparaciones menores y 3 reparaciones mayores, con un volumen a recuperar de 30.45 y 57.44 miles de millones de pies cúbicos, con una inversión de 810 y 208 millones de dólares en lo que refiere a inversiones y gastos de operación, con un VPN/VPI de 0.16. Por el riesgo técnico y económico, por eso el Operador selecciona la alternativa 1 como la indicada para la realización de esta modificación.

Si comparamos el Plan vigente con la modificación propuesta, tenemos que en el Plan vigente el operador pretende recuperar 81.7 millones de barriles, de los cuales en el periodo 2015-2022 ha recuperado 23, con una diferencia de 58. Actualmente para la modificación del plan está proponiendo recuperar 28.59 millones de barriles. Esto es aproximadamente una diferencia de 30 millones de barriles que están asociadas a las perforaciones que no se realizaron y el proceso de recuperación. De igual manera lo que refiere al gas el Operador pretendía recuperar 165 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales ha recuperado 63 con una diferencia de 101 y en el Plan propuesto tiene la recuperación de 56.91 miles de millones de pies cúbicos.

Referente a la inversión, tenía una inversión aprobada de 1,894 millones de dólares. Ha ejecutado 251. Tiene una diferencia de 1,643 millones y pues dada la actividad física que va a realizar, pues ya nada más requiere 753 millones de dólares para invertir. Haciendo un análisis de las actividades físicas que tenía consideradas, tenía 6 perforaciones. No realizó ninguna, actualmente pretende realizar 4. Dentro de lo que es las reparaciones mayores, tenía consideradas 24. Únicamente realizó una y actualmente no va a realizar ninguna. Y en lo que son reparaciones menores, tenía 22 reparaciones menores, realizó 3 y actualmente únicamente está considerando 12 reparaciones menores que son limpiezas de aparejo y reparaciones a pozo.

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten number: 17.4]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de lo que es el costo total del proyecto, se requieren 920.42 millones de dólares que están divididos en los rubros del 45% para abandono, 35% para el desarrollo y 20% para la producción. Esto es principalmente cuenta con muchas instalaciones. Tiene 10 plataformas, 13 ductos que se van a abandonar y 32 pozos, el taponamiento de 32 pozos.

Como conclusiones del análisis de esta modificación, tenemos que para el modelo estático de acuerdo a los resultados de la perforación del primer pozo que se va a perforar en lo que es el bloque SO, pues con esa información se le recomienda al Operador que tiene que actualizar todo lo que son los volúmenes originales y las reservas de esa zona. En lo que es la administración de yacimientos, de los resultados de las pruebas de producción que se obtengan en ese bloque es importante que se consideren esas lecciones aprendidas en el comportamiento y en la estrategia de explotación del campo, dado que si podemos ver en las gráficas de producción, pues hubo un avance del acuífero bastante considerado y perdieron bastante producción. Entonces si van a esa zona yo creo que sería importante tomar esas lecciones aprendidas.

En la parte de la productividad de pozos, hay que realizar estudios para ver la posibilidad si puede implementar un sistema artificial. Esto es en la parte del Cretácico, donde las RGA son alrededor de 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y se ve considerable que se pueda implementar este tipo de sistema. Así como implementar tecnologías que permitan el control de agua en los pozos. Aunque ya hay avance de la producción del agua de los pozos que actualmente producen, creo que se puede tomar esta alternativa para seguirlos explotando. En la eficiencia y la rentabilidad, pues hay que llevar a cabo todo lo que son las mejores prácticas de la industria para evaluar lo que son las alternativas y la desincorporación tanto de ductos e instalaciones con el fin de minimizar el costo y el riesgo posible.

Derivado de este análisis, se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0309-M-Campo Sinán presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

apruebe una modificación. Eso es todo lo que traemos Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Horacio Andrés Ortega Benavidez por su presentación. Está a consideración de la Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 3 por favor. Si nos regresamos al año 2010, este Campo estaba produciendo 60,000 barriles diarios y tenía una cantidad muy pequeña de agua 3%, 5%. Y sin embargo viene la invasión del agua y llega a ser el 60% y ahora la producción se ha caído de 60,000 a 3,000. No alcanzo a ver el número. Y luego hablan ustedes de aprovechar las lecciones aprendidas. Creo que es importante porque estamos hablando de 60,000 barriles diarios. Entonces ¿qué podemos de aquí nosotros recomendar en este caso?, porque ya aquí lo que vemos es abandono, etc. Pero bueno, si nosotros sacamos una buena lección, es valió la pena. Pero ¿cómo le hacemos para reflejar eso en los otros dictámenes futuros?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Bien. Como primera digamos recomendación que sugerimos aquí es porque en el mismo Campo se tiene un bloque que se va a desarrollar, que es un bloque posible. Está documentado para que desarrollen las reservas posibles del Cretácico y del Jurásico. Y si de tener éxito en ese pozo de avanzada que se tendría que perforar en esa zona, la sugerencia es tener lecciones aprendidas de la administración del yacimiento, tomando en cuenta esta situación que usted observa acertadamente.

Ahora, para otros campos del sistema petrolero en México, pues precisamente el seguimiento que se pueda dar al comportamiento del acuífero. El conocimiento del mismo pues es la administración de yacimientos. Entonces sí es importante que estemos siempre en términos con los operadores en constante

Handwritten signature or initials in blue ink.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

comunicación para sugerirles la mejor explotación de los yacimientos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero quiero llegar al final. O sea, si ahora nosotros debemos incorporar en nuestra regulación, "me tienes que informar cada mes el avance del agua o tienes que utilizar tal o cual tecnología", ¿qué tenemos que hacer nosotros para evitar que se nos presenten estos casos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Seguramente tenemos los informes de todos los operadores en términos de la producción de aceite, gas y agua y el seguimiento que le demos desde el punto de vista de extracción van a tener que salir recomendaciones para la administración de los yacimientos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias. Pues efectivamente los Planes de Desarrollo van cambiando en el tiempo. Lo hemos mencionado en muchas ocasiones aquí en estos Órganos de Gobierno. Son dinámicos y son dinámicos porque en la medida que seguimos explotando el yacimiento vamos teniendo más información. Creo que aquí habría que resaltar que de las opciones que nos presentan, la ganadora no es la que tiene el mayor factor de recuperación, no es la que produce más aceite. Tampoco es la que tiene más actividad. Se pudiera pensar erróneamente que entre más actividad y más inversión, eso es un mejor negocio y eso no es así.

Entonces yo creo que este es un ejemplo muy claro, en este caso de Pemex Exploración y Producción, que está analizando las diferentes alternativas y se va por la que maximiza el valor económico del campo, en este caso Sinán. Y efectivamente pues el planteamiento de la administración integral de yacimientos está presente ahí al fondo. Pero creo que es importante regresar a la lámina que decía el doctor Moreira en donde se ve cómo se ha ido incrementando la cantidad de agua y cómo ha ido disminuyendo la cantidad de aceite y esto es una situación



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

normal. En la medida que hay un yacimiento que tiene asociado un acuífero y ese acuífero es muy activo, la zona de aceite se va disminuyendo porque la estamos extrayendo. Entonces definitivamente esos comportamientos son normales.

Obviamente que hay que tener control, y se tiene en el campo, de cómo está siendo esa invasión de agua en los pozos para irlos restringiendo en su flujo y evitar que el agua se venga francamente hacia los pozos y eso sucede porque el agua tiene mucha mayor facilidad para fluir en el medio poroso que el aceite. Entonces ahí se pueden observar algunas situaciones operativas de cómo por ejemplo de 2017 a 2019 bajaron la producción de agua. Puede deberse a muchas cosas, los operadores tienen diferentes alternativas. Cerrar pozos con agua. Utilizar nuevas tecnologías como la gelación in situ que es una de muchas otras que permiten mantener el agua en control. Entonces me parece que las recomendaciones que se hacen al final son las adecuadas. Habrá que seguir dando un seguimiento. Eso termina en 2043, ¿verdad? Todavía hay mucho camino por andar y seguramente va a haber nuevas tecnologías, va a haber más información y seguramente que se van a buscar nuevos mecanismos para maximizar el valor. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. ¿Alguna otra observación? Gracias. De ser así, adelante por favor con la votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y 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; 7, fracción III 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 emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0309-M-Campo Sinán. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and 'M', and the number '7.9' at the bottom right.]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.009/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0309-M - Campo Sinán.

### **ACUERDO CNH.E.90.009/2022**

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; 7, fracción III 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 Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción, respecto de la Asignación A-0309-M - Campo Sinán.

### **II.10 Programa de Transición relacionado con el Campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Luis Carlos Huerta González, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva, Comisionada, Comisionados. Efectivamente traemos para su consideración la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado al contrato CNH-R01-L03-A9/2015 del Operador Perseus Fortuna Nacional. En esta lámina podemos ver rápidamente las generalidades del proceso.

Esta solicitud de aprobación del Programa de Transición ingresó el 23 de septiembre de 2022 para el día de hoy estar a su consideración. En la parte de abajo en el mapa podemos observar la ubicación del Área Contractual. Se ubica a 13 kilómetros al suroeste de Ciudad Pemex en el municipio de Macuspana. Se trata de un contrato de Licencia con una vigencia de 25 años a partir del 10 de mayo de 2016. No se tienen restricciones respecto de las profundidades para realizar actividades de extracción y los yacimientos corresponden a nivel Mioceno Superior e Inferior. Las arenas identificadas por el Operador como arenas 11, 32 y 34. El hidrocarburo que se produce es gas y condensado.

Bueno, respecto de la actividad física y el volumen de hidrocarburos que será recuperado durante la vigencia de este Programa de Transición que constará de 12 meses, se contempla la recuperación de 51,000 barriles de condensado. Asimismo, durante la misma vigencia se pretenden recuperar 1.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Todo esto asociado a la perforación y terminación de un pozo, el cual será el Fortuna-17DES. Asimismo, se tendrán cuatro reparaciones mayores que principalmente constan de cambios de intervalos. Cuatro reparaciones menores también y la construcción de dos líneas de descarga.

En cuanto al Programa de Inversiones y los costos de operación, se tienen contemplados 6.56 millones de dólares, de los cuales el 60% estará asociado a la perforación de este pozo Fortuna Nacional-17DES. Asimismo, se tienen otras actividades. El 18.3% corresponde a pruebas de producción y el 0.6% a ingeniería de yacimientos.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Respecto de las recomendaciones, lo que tiene que ver con la caracterización, se recomienda continuar con la actualización de los modelos estáticos y dinámicos para la delimitación de los yacimientos con la información adquirida en esta etapa de transición. Asimismo, lo que tiene que ver con la eficiencia, se recomienda cumplir en tiempo y forma con el programa de perforación y terminación para evitar costos adicionales. Y respecto de la productividad, se recomienda llevar a cabo un estricto seguimiento de las condiciones de operación de los pozos, lo que tiene que ver con presiones en tuberías de producción, en líneas de descarga. Bueno, en este caso sería la relación condensado-gas, producción de agua y temperatura en líneas.

Para el resultado del dictamen, derivado del análisis presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado al contrato CNH-R01-L03-A9/2015 del Campo Fortuna Nacional presentado por el Operador Perseus Fortuna Nacional. Es todo lo que traemos Comisionados, quedamos atentos a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias maestro Luis Carlos Huerta González. Tiene la palabra la Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Por favor Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo no tengo comentarios respecto al dictamen técnico. Me parece que fue muy bien explicado. Pero tengo una duda de tipo legal, porque según la cláusula 5.3 del contrato plantea que después de que se notifica la Continuación de actividades el operador tiene 120 días para presentar el Plan de Desarrollo. Entonces hoy nos están presentando un Programa de Transición que llega a noviembre de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

2023. ¿Cuándo es que nos tienen que presentar el Plan de Desarrollo de acuerdo a la cuestión contractual? Porque me parece que es antes de noviembre de 2023. Entonces no sé cómo compaginamos eso. La parte legal la tengo clara, pero la parte operativa cómo se manejará. Si nos pueden comentar más por favor doctor Rolando.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Claro, con gusto Comisionado. De hecho, sí, el Plan de Desarrollo lo tienen que presentar antes del vencimiento de este Programa de Transición que es de 12 meses. Pero en la resolución se está estableciendo que el Programa de Transición se presentará una vez que entre en vigor el Plan de Desarrollo.

Es decir, ahorita el Plan de Desarrollo está en elaboración. Todavía no tienen esa obligación de presentarlo. Pero mientras tanto pueden seguir trabajando con este Programa de Transición que terminará de inmediato en el momento en el que entre el Plan de Desarrollo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cuando se aprueba el Plan de Desarrollo, el Programa de Transición termina y entonces el que es válido es el Programa de Transición. Pero contractualmente ellos tienen 120 días a partir del documento este que se llama notificación de continuación de actividades.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Así es. ¿Y de hecho ese plazo cuándo se venció?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- Vence el 21 de enero de 2023. Son 120 días naturales Comisionados.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿A partir del 21 de enero?

UNIDAD JURÍDICA, LIC. JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- No. Es la fecha en la que tienen hasta para presentar el Plan de Desarrollo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, ya.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- Sí, ya. De hecho, lo que está corriendo ahorita es el Programa de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Transición si es que el Órgano de Gobierno tiene a bien aprobarlo. Pero justamente como lo comenta el doctor, la aprobación está hasta en tanto el Operador cuente con el Plan de Desarrollo, lo que permite y asegura la continuidad de las actividades.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es lo que me importaba, la continuidad de actividades.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSE CAÑAS.- Aquí lo importante es que ellos presentarán el Plan de Desarrollo el 23 de enero. Sin embargo, no de inmediato se aprueba el Plan de Desarrollo. Todavía hay que analizarlo. Mientras tanto pueden hacer ejecución de actividades en el Programa de Transición.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con este Programa de Transición. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Bien. Si no existen otras dudas o preguntas, ruego someter a votación el acuerdo Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el Campo Fortuna Nacional, asociado al contrato CNH-R01-L03-A9/2015 presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.010/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Programa de Transición relacionado con el campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.

### ACUERDO CNH.E.90.010/2022

Con fundamento en los artículos, 22, fracciones, I, III, y XXVII, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción XII, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Transición relacionado con el campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, presentado por Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.

Antes de concluir la sesión, la Secretaria Ejecutiva solicitó el uso de la palabra para referirse a la lectura de los acuerdos correspondientes a los primeros cuatro asuntos del orden del día, con respecto a lo cual manifestó lo siguiente: **(énfasis añadido)**:

"SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Con su permiso Comisionado Presidente quisiera rectificar la lectura de los primeros cuatro acuerdos. Para cada uno de dichos acuerdos se dio lectura de la siguiente forma. El Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba **el periodo de exploración adicional** presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de las asignaciones AE-0126-M-Llave, AE-0127-M-Llave, AE-0128-M-Llave y AE-0129-M-Llave.

Sin embargo, la lectura correcta de dichos acuerdos es la siguiente. El Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba **la modificación al Plan de Exploración** presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de las asignaciones AE-0126-M-



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Llave, AE-0127-M-Llave, AE-0128-M-Llave y AE-0129-M-Llave. Comisionados, se somete a su consideración la presente rectificación de los primeros cuatro acuerdos. Por tanto, y en caso de estar de acuerdo, agradeceré manifestarlo levantando su mano. Gracias, se procede con la rectificación”

En consecuencia, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y Acuerdos siguientes:

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.001/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0126-M-Llave.

#### **ACUERDO CNH.E.90.001/2022**

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; 7, fracción III 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 presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0126-M-Llave.

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.002/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0127-M-Llave.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.90.002/2022**

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; 7, fracción III 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 presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0127-M-Llave.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.003/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0128-M-Llave.

### **ACUERDO CNH.E.90.003/2022**

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; 7, fracción III 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 presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0128-M-Llave.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.90.004/2022**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0129-M-Llave.

*(Handwritten signatures and initials)*  
17.9



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.90.004/2022

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; 7, fracción III 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 presentada por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0129-M-Llave.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 17:44 horas del día 8 de diciembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Nonagésima Sesión Extraordinaria de 2022 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Agustín Díaz Lastra  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Ana Margarita López Hechem  
Secretaria Ejecutiva