



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:30 horas del día 30 de marzo del año 2023, se celebró la Segunda Sesión Extraordinaria de 2023 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia física del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Néstor Martínez Romero y Salvador Ortuño Arzate, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

El Comisionado Héctor Moreira Rodríguez asistió a través de medios de comunicación remota.

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 del Plan de Desarrollo para la Extracción para la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin, presentado por Pemex Exploración y Producción.

Órgano de Gobierno

Segunda Sesión Extraordinaria

30 de marzo de 2023

OAK
1.7



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.2 Modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.
- II.3 Modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.
- II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador en aguas someras Atoyatl-IDEL, presentada por Pemex Exploración y Producción.
- II.5 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1051EXP, presentada por Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.
- II.6 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1052EXP, presentada por Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.
- II.7 Cesión del Control Corporativo y de Gestión y de las Operaciones, de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V., a favor de Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

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

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin, presentado por Pemex Exploración y Producción.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Víctor Juan López Hernández 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. VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Muchas gracias. Buen día Comisionados, buen día a todos los presentes. Bueno, respecto de la asignación en comento, esta se encuentra ubicada en frente de las costas de Tabasco y es una asignación de producción y extracción. El objetivo que va a tener esta modificación de la que estamos comentando es realizar una actualización derivado de los resultados que se dieron en las actividades de perforación de los pozos y que estos presentaron una baja productividad. Ahora bien, esta asignación tiene una profundidad promedio de 6,505 metros verticales y es productora de aceite volátil con una densidad API de 43.6°.

El campo ha tenido dos etapas de desarrollo. La primera fue el descubrimiento del campo con los pozos Xikin-1 y Xikin-1DL y a partir de aquí la segunda etapa viene de la aprobación del Plan de Desarrollo, que es a partir del 2018 hasta la fecha actual que involucró la perforación de cuatro pozos y a la vez con la información de se obtuvo de estos cuatro pozos se actualizaron los modelos estático y dinámico.

Aquí podemos ver una comparativa de lo que es el plan vigente y la modificación propuesta, en donde observamos que del lado izquierdo en la parte superior está el perfil de aceite. La curva negra representa lo que se consideraba en el plan vigente y la curva oscura representa lo que se considera en la modificación. Actualmente del 2018 al 2022 se extrajeron 0.69 millones de barriles al amparo del plan vigente de los 65.4 que se tenían considerados. Sin embargo, en lo que es la modificación se está considerando ahora la extracción de 70.4 millones de barriles del 2023 al 2043 y pues esto deriva prácticamente lo que es ya la nueva estrategia que está proponiendo el operador. Para el caso del gas,

Handwritten signature and initials: A stylized signature above a circled 'd' and the initials 'C.G.' below it.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para la parte de lo que se ha extraído al 2022, fueron 0.98 miles millones de pies cúbicos que se encuentra en la tabla inferior. Y lo que es la modificación, se consideran extraer 89.01 millones de pies cúbicos.

Es importante destacar que respecto de las inversiones se han ejecutado 632 millones de dólares, que es prácticamente la mitad o el 50% de lo que se tenía considerado en la aprobación, que es de 1.6 millones de dólares. Ahora, en lo que se considera ejecutar en la modificación del 2023 a 2043, son 638 millones de dólares que prácticamente sería el restante de lo que se tenía considerado en la aprobación. Esta ejecución de la inversión pues involucra lo que es el desarrollo de cuatro pozos de los diez que se tenían considerados, el desarrollo de dos ductos que también ya se ejecutaron de los dos que se tenían considerados y las dos plataformas que igualmente ya se ejecutaron.

Entonces ahora lo que se plantea desarrollar son seis perforaciones, pero se está cambiando la geometría de los pozos que son del tipo horizontal. Y de igual manera se plantea la implementación del sistema artificial bombeo neumático y para esto se requiere un ducto, que es el que va a llevar el gas hasta el Campo Xikin. Respecto de la inversión que se tiene considerada, es de 638 millones de dólares con un gasto de operación de 228. Ahora, lo que es el costo total hasta lo que es la vigencia de la asignación, se estima de 827.33 millones de dólares, lo que nos da con estas inversiones y gastos de operación un VPN después de impuestos de 793 millones de dólares que nos daría una relación VPN/VPI después de impuestos de 2.05. Respecto de la justificación de esta modificación, se trata de dar continuidad al campo y con esto llevar la explotación de las reservas 2P que representan 70.4 millones de barriles de aceite y 89 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que permitiría alcanzar un factor de recuperación para lo que es aceite y gas de 19%.

Con base en lo anterior, resulta técnicamente viable esta estrategia de perforar seis pozos horizontales y a la vez implementar el bombeo neumático, lo que permitiría aprovechar la inversión que se ha realizado en la infraestructura de producción con la que actualmente opera el campo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior, se propone el dictamen técnico en sentido favorable respecto de la asignación en comentario, en donde se ubica el Campo Xikin que es referente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Es cuanto Comisionados, gracias por su atención.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Víctor Juan López Hernández. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Al ver la información, en realidad lo que se obtuvo no era lo que se estaba esperando y se está reduciendo la labor. La pregunta que yo tenía era si tiene algún efecto en las asignaciones cercanas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- No doctor. En particular el comportamiento de este campo fue único. Sí hay lecciones aprendidas ahí que el operador está tomando en consideración con la geometría de los pozos, pero no hay una repercusión al comportamiento de los vecinos.

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

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues efectivamente hay que recordar que los Planes de Desarrollo son dinámicos y eso quiere decir que cambian en el tiempo. En algunas ocasiones pues van a la alza o a la baja y esto es debido a que se va teniendo conocimiento del campo en la medida que se va produciendo, que se va perforando pozos. Y efectivamente cuando los pronósticos no se cumplen, pues hay que cuidar el valor. Y lo que estamos viendo aquí es que están haciendo un Plan de Desarrollo que maximiza el valor con lo que ya tienen o con lo que ya encontraron específicamente en ese yacimiento. Por tanto, yo no veo ninguna situación que pudiera ir en contra de mi postura de avalar este nuevo Plan de Desarrollo. Muchas gracias.

M
C
9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Entendemos que uno de los supuestos de modificación es la variación de la actividad física en este caso según lo establece la ley de Lineamientos de Planes. Si ha habido variación desde hace tiempo precisamente en esto desde 2021, ¿por qué hasta ahora se presenta la modificación?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que como estos casos se aprobaron en 2018, 2019 y venían directamente de la etapa de exploración, generalmente lo que hace el operador es que comienza a desarrollarlos y variar toda su estrategia de extracción por la diferencia de un solo pozo pues resulta a veces muy prematuro. Entonces lo que decidieron ellos fue continuar con el desarrollo, obtener más información del campo para poder ahora tomar esta decisión de modificar con información actualizada el plan y tener una mayor certeza sobre lo que van a plantear a futuro. Efectivamente el lineamiento dice en el artículo 62 que la variación de los pozos implica un cambio. Sin embargo, el lineamiento dice en el artículo 62 que la variación de los pozos implica un cambio. Sin embargo, el lineamiento también lo deja abierto que sí se necesita en cambio, pero no establece en qué término o en qué periodo se debe de presentar. Entonces eso le da flexibilidad al operador de que tome información, madure su interpretación y en base a eso presente una nueva estrategia de desarrollo.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Claro, muy bien, gracias. Otro punto. Bajo qué condiciones o justificaciones técnicas por ejemplo se está presentando la cuestión de las reservas. Hay una baja muy importante en las reservas 2021-2022 y sin embargo ya hacia el futuro aumentan las reservas. Y también en las gráficas se ve que existe una diferencia importante de las reservas entre lo planeado y lo real.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es. Es precisamente el proceso también que le comentaba doctor. Cuando se empezó a desarrollar el campo, pues desafortunadamente el campo hacia



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde se movió el desarrollo, encontraron que había una baja de propiedades, que realmente con la caracterización que se tenía en ese momento, no se pudo prever esta baja en las propiedades. Los pozos salieron con baja productividad debido también a esta situación y fue que ajustaron a la baja. Posteriormente con la información de los tres pozos que perforaron y hacer la reinterpretación y robustecer su modelo estático y dinámico, hacen esta reinterpretación, mueven su desarrollo hacia otra zona del yacimiento donde ven mejores propiedades, mejor respuesta de productividad y vuelven a subir el volumen. Eso es lo que está ocurriendo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Algo que apoyó esa decisión del cambio de estrategia es haber perforado un pozo horizontal, el cual les triplicó la producción de manejar 500 barriles a 1,500. Entonces el desarrollo ya viene con pozos horizontales. Eso es lo que le dio mayor apertura al incremento último en la reserva.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo. Gracias, es cuánto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Salvador. Se ve en el presupuesto de 800 millones finales para todo el Plan de Desarrollo que 300, son 299 perforación de pozos, pero después viene una cantidad significativa para instalaciones e intervención de pozos. Podrían ampliarme por favor intervención de pozos por favor.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ.- Sí Comisionado. Eso de intervención de pozos son algunas reparaciones menores que está considerando el operador que implica lo que son cambios de aparejo. Es decir, para mantener operando los pozos, ya que van a estar operando con sistema artificial. Y de igual manera, limpiezas y estimulaciones, que eso permitiría incrementar la productividad de los pozos. Entonces por eso tiene ahí que es prácticamente el 15% de lo que sería el costo total.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- El campo estaba produciendo con pura energía natural. Sin embargo, se dieron

M
⊕
C.G.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuenta que va a necesitar ese campo un sistema artificial. Van a construir una línea para jalar la red de bombeo neumático y acondicionar los pozos para poder ocupar lo existente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, gracias. Entonces por favor Secretaria adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. 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 para la asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin presentado por Pemex Exploración y Producción. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

ACUERDO CNH.E.02.01/2023

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 del Plan de Desarrollo para la Extracción para la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin, presentado por Pemex Exploración y Producción.

OAK-TREE

II.2 **Modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.**

OAK

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Jennifer Elliott Cruz 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. JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Muchas gracias, buenos días. Bien, para ver los detalles de esta modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto 2023, tenemos como referencia que este procedimiento inició con la solicitud de modificación del Plan de Exploración también. Entraron el 9 de diciembre de 2022, pero como este tiene que guardar una correspondencia, se suspendió el procedimiento. Este estuvo suspendido desde el 12 de diciembre. Recibimos un alcance como parte del procedimiento

C. G.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que venía corriendo junto con la modificación del Plan de Exploración el 10 de marzo. El 15 de marzo se emitió la constancia de afirmativa ficta para la aprobación del Plan de Exploración, por lo cual se concluyó la suspensión y estamos el día de hoy presentando con ustedes esta modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto.

Tenemos que esta área contractual se ubica en aguas someras del Golfo de México. Estamos muy cerca de la costa del estado de Tabasco. Para este contrato pues es relevante precisar que ya viene ejecutando actividades de exploración desde 2018 con la primera aprobación del Plan de Exploración y como vimos recientemente la modificación del periodo de exploración se aprobó apenas en marzo de este año. Vale la pena precisar que esta se trata de una modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto porque el operador ya contaba con un Programa aprobado para comenzar las actividades en este año conforme al periodo que tenía vigente.

Uno de los criterios para la aprobación de estos Programas de Trabajo y Presupuesto es que el operador debe dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. En este caso el Programa Mínimo de Trabajo es de 2,400 unidades con un incremento comprometido de 33,500 unidades. Lo que tenemos aquí en esta lámina es que el operador ya acreditó 47,000 unidades de trabajo, un poco más, con lo que ya ha dado cumplimiento a estos compromisos. No obstante, para acceder al periodo adicional de exploración se comprometió a un pozo adicional y por lo tanto pues habría un excedente de unidades de trabajo que tendría que acreditar por 33,500 unidades.

Aquí tenemos el cronograma de actividades para este Programa de Trabajo. Como vemos, se trata de una serie de acciones. Vamos a entrar al cronograma por la parte de general. En este rubro tenemos que el operador está previendo la adquisición de información relativa a pozos existentes ante el CNIH. En este rubro también se prevén algunas cuestiones de administración y gestión del proyecto. En este caso, pues incluye gastos de personal, servicios de oficina y todos los servicios necesarios para poder llevar a cabo sus actividades y también tenemos el rubro de transferencia tecnológica que es una obligación contractual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para la subactividad geofísica, está la compra de información sísmica 3D, el reprocesamiento de la misma, la interpretación, estudios de inversión sísmica y análisis AVO, así como análisis de riesgos geológicos para proponer la localización del pozo que tienen programado para el siguiente año.

Dentro de la subactividad geología, hay estudios regionales relativos al modelado del sistema petrolero. Asimismo, también hay estudios geológicos de detalle ya un poco más enfocados al prospecto que pretenden perforar. Aquí tenemos también algunos servicios de soporte geológico corporativo, relativo al personal de Lukoil que da seguimiento al proyecto. Estarían realizando modelado estático y estimaciones de recursos. Están incluyendo aquí en este Programa de Trabajo algunas cuestiones relativas al soporte de los insumos que necesitan para seguir realizando sus actividades en relación al mantenimiento de software y equipos. También los entrenamientos de su propio personal. Y como actividad de estudio geológico de detalle más enfocado, pues está un análisis de geopresiones para el pozo que pretenden perforar.

La siguiente subactividad es la perforación de pozos. En este rubro vemos que viene desglosado con un poco más de detalle con que lo hemos visto anteriormente. Está incluyendo cuestiones de transporte marino, del personal y de los equipos, estudios de ingeniería, servicios de soporte. Este operador cuenta ya con una base operativa en Villahermosa. Entonces aquí también tenemos algunas cuestiones de mantenimiento de esa base costera y del personal que labora en ella. Y bueno, finalmente los servicios de perforación de pozos empezarían a tomar causa hacia finales de año, ya que el pozo programado se perforaría el primer trimestre de 2024.

En la siguiente subactividad, se trata de ingeniería de yacimientos. Para esta subactividad, están proponiendo elaborar un modelo actualizado integrado con los resultados que han obtenido recordando que este operador ya perforó un pozo exploratorio dentro del área contractual. Existen también dos pozos que fueron reparados anteriormente por Pemex.

Y por último tenemos la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente. En esa subactividad hay un poco más de actividades de

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including a large blue checkmark and the initials "L.G."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo que vemos habitualmente. Eso se debe también a que el operador tiene la obligación de actualizar prácticamente todos sus estudios. Entonces estamos viendo que hay actividades para estudios de impacto ambiental, prevención, detección de incendios y fugas, auditorías de seguridad, tratamiento y eliminación de residuos y restauración ambiental.

Para el presupuesto, estamos viendo que para este año se trata de un monto de 36.7 millones de dólares. Como vemos, el 47% está enfocado a las actividades preparatorias para la perforación de pozos. Y en segundo término tenemos la subactividad de geofísica con 32% que también se trata de estudios necesarios para poder determinar la localización que pretenden perforar.

Como resultado del análisis de este Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Exploración para el periodo adicional, se propone a este Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2023 asociado al contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017 del operador Lukoil Upstream México. Sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Jennifer Elliot Cruz. Por favor, Comisionado Moreira, adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La presentación se me hizo muy clara y específicamente la parte de programación en las actividades se me hizo muy clara y obviamente estoy totalmente de acuerdo con la conclusión. Sin embargo, quisiera nomás hacer una pregunta más bien por interés mío, que es la página 2. No sé si la quieren poner por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estaba yo viendo el tiempo tardado de la solicitud y luego viene la parte de la suspensión seguramente por requerimientos, por información, etc. Y no lo reanudamos hasta enero. Marzo, perdónenme, 10 de marzo. Entonces ahí sí nos tardamos un mes. No sé si la ingeniera nos pueda decir ¿qué pasó? La suspensión del proceso está asociado con..., no sé, con aclaraciones. ¿Con qué está asociado?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JENNIFER ELLIOT CRUZ.- Se asoció doctor con la modificación del Plan de Exploración. Hay que recordar que esta modificación del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Exploración venía ligada a su vez con el otorgamiento o la aprobación del periodo adicional. Entonces en el orden de resolución de la dependencia que guardaba un asunto con el anterior, realmente durante el periodo de diciembre al 15 de marzo, fue el periodo para que ocurriera la aprobación mediante la figura de afirmativa ficta por la falta de quorum en ese periodo. Incluso este tema lo vimos en una de las Reuniones Técnicas-Jurídicas durante el periodo que no hubo quorum. Sin embargo, dado que no había concluido el periodo para que se emitiera la figura de la constancia de afirmativa ficta, estamos aquí en esta sesión presentando el tema digamos para reiterar mediante la votación del Órgano de Gobierno la aprobación de este Programa de Trabajo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muy claro. O sea, no tiene nada que ver con este tema, sino con el otro tema que tenía que estar escalonados el uno con el otro. Muy bien, muy claro. Gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Presidente, gracias. Sí, efectivamente este último comentario es muy relevante de la ingeniera Jennifer Elliot en el sentido de que este y otros temas más del Orden del Día ya lo revisamos. Pero fue el tiempo. Esta fue el 9 de marzo, durante este mes, pero estamos regresando al Órgano de Gobierno para ratificarla y adelantar el proceso para el operador. Por lo tanto, yo no tengo comentarios al igual que en algunos otros que ya revisamos con antelación.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Néstor. Por favor, Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Un comentario y pregunta respecto a la geología, a los procedimientos, a las actividades en geología. En la exploración de detalle están marcando un modelado de sistemas petroleros 3D. ¿Podría estar ahí? ¿Tienen resultados? ¿O podría estar en la siguiente etapa que son las de ya de detalle? Porque en un 3D regional, sí dice ahí regionales, cómo se relaciona eso con las

M
D
OAK

7.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades que continúan como proceso en el reconocimiento precisamente de la viabilidad del proyecto.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si me permite doctor. Creo que es importante hacer la diferencia en estos dos rubros, porque a veces estamos acostumbrados justamente a utilizar estos términos de "regional" y de "detalle" de manera general. El tema es que los operadores su nivel regional a veces es su área contractual o un poquitito más y el de detalle ya es orientado al pozo. Entonces no es como el nivel general que conocemos de toda la cuenca a lo mejor. Entonces yo creo que eso también ayuda no sé si a diferenciar la respuesta.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Qué bien la aclaración, sí, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Salvador. Por favor Secretara, adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Habiendo agotado el análisis, bueno, voy a dar lectura a dos acuerdos. Uno referente al Programa de Trabajo y otro referente al Presupuesto. Referente al Programa de Trabajo, 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 y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2023 del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017 presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2023 presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.02.02/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.

"... segundo acuerdo referente al Presupuesto. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017 presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."



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.02.03/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.02.03/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la se aprueba la Modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, presentada por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.

II.3 Modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al maestro Jonathan Belmares Servin 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Buenos días Comisionados. Bien, como ya se refirió, el tema a presentar está relacionado con la modificación al Programa de Trabajo 2023 relacionado con este contrato. La relación cronológica del proceso de evaluación de esta modificación parte de la solicitud del operador que se dio el 9 de diciembre de 2022 y posteriormente se dio la suspensión del proceso dado que no existía un Plan de Exploración asociado a este Programa de Trabajo. La aprobación o la afirmativa ficta de la modificación al Plan de Exploración se dio el 8 de marzo de 2023, por lo que al siguiente día se dio conclusión de la suspensión y finalmente nos encontramos hoy en Órgano de Gobierno para presentar el tema del Programa de Trabajo.

Como antecedentes, podemos decir que el área contractual se localiza en el Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco, perteneciente a la provincia petrolera Cuencas del Sureste. En la imagen que ven ustedes a la mano derecha en contorno color rojo se encuentra el área contractual a la que nos estamos refiriendo, la cual está rodeada o se encuentra en áreas adyacentes de contratos de licencia, algunas asignaciones y propiamente contratos de producción compartida.

Para el caso de este contrato, el Plan de Exploración para el periodo inicial de exploración se aprobó el 25 de septiembre de 2018 y sufrió una modificación el 10 de diciembre de 2022. Posteriormente, el 9 de febrero de 2023 se dio o se concedió el primer periodo adicional de exploración para este contrato por un periodo de hasta 2 años y la modificación, como lo refería hace un momento, para este periodo fue por afirmativa ficta el 8 de marzo de 2023. Como resoluciones, tenemos el Programa de Trabajo de 2023 que se aprobó el 22 de noviembre de 2022. La superficie del área contractual corresponde con aproximadamente 532 kilómetros cuadrados y señalar que se han realizado diversas actividades exploratorias en esta asignación y la perforación de 2 pozos.

Respecto al Programa Mínimo de Trabajo establecido en el contrato, este correspondía con 2,400 unidades de trabajo y un incremento a este programa de 58,400 unidades de trabajo, que es el equivalente a 2 pozos exploratorios. Esto nos da 60,800 unidades de trabajo. Es de señalar que a la fecha el operador tiene

N
OAK
⊕
1.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acreditadas 80,036 unidades de trabajo derivadas de la perforación de los pozos que ya tiene y lo correspondiente para este primer periodo adicional de exploración el operador tiene el compromiso de realizar las unidades de trabajo equivalentes a 29,200 unidades de trabajo. Es decir, un pozo exploratorio.

En la siguiente lámina podemos ver el cronograma de actividades asociadas a este Programa de Trabajo, en donde resaltan aquellas actividades de geofísica que están asociadas a la caracterización sísmica, donde se realizarían procesos de inversión sísmica y algunos análisis AVO. Algunas cuestiones asociadas a la perforación de pozos, ya que en la modificación al Plan de Exploración se tiene definido la perforación de tal en abril de 2024. Entonces en este Programa de Trabajo para 2023 se están considerando ya algunas actividades asociadas a la cuestión de suministros de materiales y algunas cuestiones similares y algunas actividades de seguridad, salud y medio ambiente. Señalar y recordar que para esta modificación existían dos escenarios operativos, uno base y uno incremental. Aquí para la cuestión del escenario base, está asociada a la caracterización sísmica como ya lo referimos y en el caso del escenario incremental algunas actividades de geofísica, seguridad, salud y medio ambiente.

Respecto al presupuesto y, como lo mencioné, se refirieron dos escenarios. Para el escenario base se considera una inversión en el orden de 4.52 millones de dólares, en donde destacan la subactividad de general, geofísica, perforación de pozos, seguridad, salud y medio ambiente. Y para el caso del escenario base más el incremental, oscila en el orden de 7.01 millones de dólares, en donde las diferencias están asociadas a la parte de geofísica, que es derivado de un reprocesamiento sísmico que el operador planea realizar a diferencia del escenario base.

Por lo anterior, y resultado del análisis que se hizo a este Programa de Trabajo, la modificación se advierte técnicamente factible derivado que cumple con las cláusulas establecidas en el contrato, por lo que se somete la aprobación de esta modificación al Programa de Trabajo para el año 2023 del contratista Eni México. Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Jonathan Belmares Servín. Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La presentación se me hizo muy clara. Sin embargo, me quisiera referir a la programación. En la página creo que es 4 o 5. Mi única petición aquí es que, cuando uno ve, este es el cronograma de actividades del programa. Cuando uno lo quiere comparar con el plan aprobado, las columnas son un poco diferentes. Por ejemplo, la parte de seguros no aparece, etc. Entonces a mí me gustaría nomás solicitar si pudieran checar el plan contra el programa al mismo nivel, porque me da la impresión de que pueden tener dos niveles, que uno está a nivel tarea y otro a nivel subtarea. Entonces para poder checar la compatibilidad entre el programa y el plan es un poquito complicado. Entonces yo estoy seguro de que está correcto, no tengo ninguna objeción. Sin embargo, solicitar que en otra ocasión se haga congruencia entre el plan y el programa para poder revisar exactamente qué están haciendo y si estaban las actividades del programa en el plan. Muchas gracias, es mi petición.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- ¿Me permiten un comentario? Típicamente lo que hacemos en estas presentaciones cuando les presentamos los Programas de Trabajo y Presupuesto ponemos este cronograma con el detalle de tareas y subtareas porque es el que viene asociado para el presupuesto, que es el que se tiene obligación de aprobar por contrato. No ponemos el cronograma del Plan de Exploración porque ese va más enfocado justamente en revisar si va a haber sísmica, si va a haber pozos. Entonces por eso se ve un poco discordante digamos a nivel visual.

Sin embargo, los cronogramas existen para ser comparables en toda la documentación. Por eso es que lo presentamos así. Si lo presentáramos de otra forma con el detalle que presentamos en el plan, ya no veríamos las subtareas que componen el presupuesto y entonces a lo mejor en el presupuesto causaría duda. Entonces yo creo que es algo que sí podemos ir. Quizá podemos poner como previo el cronograma del plan para que se

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large checkmark and the initials "C. G."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sepa de dónde emanan las actividades y luego ya entrar en este detalle para cumplir un poco con lo que dice el doctor.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que está correcto. Si sencillamente pusiéramos las columnas muy claras y qué aparece en uno y qué aparece en otro, sería suficiente. Entiendo que el programa tiene más detalle, más subtarear. Pero cuando tú lo ves a nivel tarea y te vas uno por uno, vas a encontrar una diferencia. Yo estoy seguro de que mucho es definiciones o mucho es que no se hizo nada en el periodo, etc. O sea, debe haber una relación muy clara. Pero para nosotros checar que efectivamente el programa y el plan estén alineados, me gustaría que lo vieran. Vean ustedes uno contra el otro y van a ver que no está tan fácil.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios. Es igual que el caso anterior, lo revisamos el día 4 de marzo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Ninguna objeción.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Por favor Secretaria, adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. En este caso también daré lectura a dos acuerdos, uno para el Programa de Trabajo y otro para el Presupuesto. 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 y 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2023 del contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017 presentada por Eni México, S.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de R.L. de C.V. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.04/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2023 relacionado con el Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

ACUERDO CNH.E.02.04/2023

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la Modificación al Programa de Trabajo 2023 del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

"Doy lectura al segundo acuerdo. Con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 del contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017 presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

(Handwritten signature and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ
HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que
si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.05/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba la Modificación al Presupuesto
asociado al Programa de Trabajo 2023 relacionado con
el Plan de Exploración de Eni México, S. de R.L. de C.V.
del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.02.05/2023

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, y 31,
fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano
de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por
la se aprueba la Modificación al Presupuesto asociado al
Programa de Trabajo 2023, del Contrato CNH-R02-L01-
A10.CS/2017, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V.

II.4 Solicitud de autorización para la perforación del pozo delimitador en aguas someras Atoyatl-IDEL, presentada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado
Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al
ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara de la Unidad Técnica de
Exploración y su Supervisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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 JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Gracias, buenos días a todos. En esta ocasión les voy a presentar esta autorización del pozo Atoyatl-IDEL que significa río en Náhuatl. Esa es la línea de la relación cronológica de este proceso y la autorización entró el 2 de marzo y ya hoy se está aquí con ustedes resolviendo el asunto. En cuanto a los datos generales, se trata de un pozo delimitador con la clasificación 106 y se va a perforar en un tirante de agua de 30 metros con una trayectoria direccional tipo “J”. Pertenece a la asignación AE-0149-M-Uchukil, en donde ya fue perforado el pozo Atoyatl-1EXP, que fue el que descubrió este yacimiento.

Para darles un poco de contexto al Órgano de Gobierno, si me podrían apoyar con un poco de zoom a la sección. Gracias. El pozo está contenido en el Programa de Evaluación correspondiente a este descubrimiento y en su escenario base se va a perforar una trayectoria direccional tipo “J”, que es la que está en esta línea azul. Y en escenario incremental de este programa se perforaría una ventana, que es esta línea punteada. Este escenario se activaría únicamente si en el pozo principal no hubiera éxito en encontrar hidrocarburos, se haría esta ventana de manera alternativa en el escenario incremental del Programa de Evaluación para asegurar y garantizar el encontrar hidrocarburos.

En cuanto al modelo geomecánico y su ventana operativa y el diseño del pozo, es la que pueden ver ahí en la imagen. Se va a perforar con tres etapas de perforación con asentamiento de tubería de 20”, de 13 3/8”, de 9 7/8” y se cuenta con un liner de contingencia de 7 5/8”. Esta imagen nada más corresponde al pozo principal, al del escenario base y por cuestiones de la presentación no se puso la correspondiente a la ventana, pero el operador ingresó toda la información correspondiente a ese escenario incremental que sería el de perforar una ventana. Tenemos toda la información de ambas situaciones.

En el recuadro de la derecha que está aquí, ahí podemos ver nuevamente las trayectorias. En color rojo es el escenario base, pozo principal y en color azul el escenario incremental del Programa de Evaluación que sería la ventana. El desplazamiento

OAK
↓
⊕
C.F



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que van a tener estos pozos, el principal se va a desplazar 706 metros para investigar a ver si comprueba la continuidad del descubrimiento y, de no tener éxito la ventana, se desplazaría nada más 421 metros, que es con lo que estarían asegurando encontrar los hidrocarburos. Una vez perforado el pozo, entrará a una prueba de alcance extendido con duración de 4,500 horas y de donde esperan tener una producción acumulada de 700,000 barriles de producción.

Dado todo lo anterior, nada más decir que sí está contenido en el Programa de Evaluación vigente este pozo delimitador en aguas someras Atoyatl-IDEAL en dos escenarios. El base que corresponde al pozo principal y en el incremental la ventana. Documentó el operador todo soporte del diseño del pozo para ambas cosas, tanto el pozo principal como la ventana, y se va a utilizar la tecnología adecuada para hacer la perforación de estos dos escenarios. Por lo que nosotros en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración consideramos que es técnicamente adecuada la perforación de este pozo Atoyatl-IDEAL. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara. Por favor, Comisionado Héctor, adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario. Muy clara presentación, gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Presidente. Una cuestión operativa. ¿El pozo Atoyatl-1EXP y el pozo Atoyatl-1DEL son perforados con el mismo equipo? O sea, porque se observa de la presentación que está muy cercano el inicio de la perforación. No sé si es la misma plataforma.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- No, no es plataforma fija.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es un equipo autoelevable.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Es la plataforma CME-I que está clasificado, bueno, la nomenclatura de Pemex es el PMX 9354 que tiene 3,000 caballos de potencia y puede perforar hasta 9,144 metros. Pero es un autoelevable que se va a posicionar ahí. Durante la prueba de alcance extendido, la producción se va a ir a un barco de proceso y del barco de proceso se va a trasegar hacia la plataforma fija Xanab.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces el equipo va a estar ahí durante la prueba de presión-producción.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. ¿Y alguna razón por la cual la pusieron tan cercana a la posición al pozo anterior?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Es por la cuestión de los estudios de riesgos someros. Como ya tienen conocida el área, pues ahí es ideal para colocar el equipo y ya nada más de manera direccional hacerle, le comentaba que el pozo principal era 700 metros aproximadamente de desplazamiento, y en caso de hacer la ventana, 400 metros más o menos de desplazamiento.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si en los 700 resulta que encuentra hidrocarburos en forma comercial, pues ya no se haría lo otro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Ya no se haría el escenario incremental, exactamente. Ese se está extendiendo hacia los flancos de la estructura y la ventana ya se iría a una parte más centrada digamos para asegurar que se encuentran los hidrocarburos.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias ingeniero Sabido.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Néstor. Por favor, Comisionado Ortuño.

(Handwritten marks: a large 'M' shape, a circle with a dot, and 'C). 9')



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Comisionado Presidente. En la diapositiva número 4, por ejemplo, se presentan los objetivos geológicos que son el Plioceno-3 y Plioceno-4. Y con relación a la diapositiva 5, en la columna, por ejemplo, bueno, se ve una simbología ahí y en la parte final el objetivo solamente está marcado Plioceno. Cuál es la manera en que se puede hacer la diferenciación precisamente que aquí no se pone sobre ese Plioceno-3 y Plioceno-4 dada que las litologías son muy similares. No sé si la información geológica permite por ejemplo ubicar bien los horizontes que no se presentan por ejemplo en el perfil sísmico. Es ese mi comentario solamente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA.- Ah, ya lo entendí. Se refiere a que ahí nada más está señalado Plioceno.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Digo por la dificultad de ubicar precisamente los horizontes objetivo. ¿Por qué? Tenemos que discernirlos a partir de sus características litológicas, su importancia petrolera, su petrofísica, etc. Entonces lógicamente hay más horizontes en el Plioceno.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si me permite doctor. Desde el Programa de Evaluación que se presentó y que se aprobó, el operador cuando nos dio el aviso de descubrimiento y se ratificó. Sí diferencia claramente por la evaluación petrofísica que hizo, esos dos niveles y son los dos que quedaron aprobador como parte del Programa de Evaluación y los que estarían buscando con este delimitador. Sí están claramente diferenciados, es lo que quiero decir.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Salvador. Por favor Secretaria, adelante con el o los acuerdos.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas someras Atoyatl-1DEL. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.06/2023

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

ACUERDO CNH.E.02.06/2023

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 delimitador en aguas someras Atoyatl-1DEL.

II.5 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1051EXP, presentada por Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.

Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large checkmark and the number 9.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra, 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.- Comisionados, buenos días. Con la venia del Comisionado Presidente, traemos a su consideración la solicitud de autorización del pozo Vernet-1051EXP. En esta lámina vamos a ver el proceso de esta solicitud, la cual ingresó el 8 de febrero de este año. El día de hoy 30 de marzo se va a hacer ese análisis.

En esta lámina tenemos los datos generales. Como ustedes recordarán, este pozo 1051 forma parte del escenario base del Plan de Exploración aprobado por el operador el año pasado y ya fueron previamente presentados los pozos Vernet-1002, el pozo Vernet-1003, 1004, 1005 y 1006. Este 1051 y el 1052, que también va a ser presentado el día de hoy, es un programa de perforación de seis pozos, los cuales se encuentran contemplados en este escenario base. Es por esto que quizá vayan a haber algunos datos muy similares en cuestiones del diseño y de la profundidad. Este pozo también va a la formación Encajonado. Tiene dos intervalos de interés dentro de esta formación. Se espera una profundidad total de 1,506 metros o 1,615 metros desarrollados dado su diseño direccional.

El programa que se tiene para la perforación es dar inicio el 11 de mayo de este año. La perforación es rápida, pues es un pozo que es somero en tres etapas y esta iría al 22 de junio. Posteriormente se tiene programadas las actividades de terminación, que iniciarían el 1 de julio y estas concluirían el 18 de julio. Es probable que se haga una prueba de producción para este pozo. Inicialmente se tenía estimada la duración de esta prueba de 6 a 7 meses. Sin embargo, como el periodo inicial de exploración del operador está próximo a vencerse creo en el mes de octubre, este periodo de pruebas podría variar de 2 a 3 meses también dependiendo de la perforación de los pozos que ya se tienen aprobados. De hecho, ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se ingresó el aviso de inicio del Vernet-1002EXP, el cual ahorita pues está en actividades de perforación y terminación. Entonces todo esto, como los pozos van a ser perforados con el mismo equipo de perforación, pues va a depender de los tiempos en que se hagan las perforaciones y terminaciones de estos pozos.

El equipo es el COWAN SINGLE 835 de 750 HP y es el equipo de perforación que se tiene programado para estos pozos. Cabe mencionar que las actividades de perforación y de terminación van a ser realizadas con diferentes equipos, un equipo para la perforación y otro equipo para la terminación, para que esto pueda ser realizado de forma simultánea.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que es la descripción de la trampa de este pozo, la cual es de tipo combinada. Presenta cierre contra falla al Norte y al Sur, mientras que para el Este y Oeste presenta cambios laterales de facies. En las láminas podemos ver lo que es la trayectoria del pozo en tipo "J". En color verde la zona de objetivos, los cuales están en esta formación Encajonado. Y del lado derecho tenemos el mapa estructural a la cima del objetivo exploratorio.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que es el diseño, el cual, como ya mencioné, son tres etapas. Una tubería de revestimiento de 13 3/8" a 30 metros. Posteriormente la tubería de revestimiento superficial a 9 5/8", la cual iría asentada a 303 metros y por último una tubería de revestimiento de 7", la cual iría a la profundidad de 1,615 metros, lo que es la profundidad total y es donde se efectuarían las pruebas de producción. Se va a perforar una sección aproximadamente de 140 metros dentro de la formación Amate Superior. Esta no tiene fines exploratorios, pero va a ser, bueno, el uso que se le va a dar es para las actividades de terminación del pozo. Como podemos ver, pues en la ventana del perfil de geopresiones no se esperan presiones mayores a las de la presión de poro, presión de poro normal. Ahí podemos ver la densidad de gradiente en color verde, la cual es ligeramente mayor con densidades máximas de hasta 1.25 gr/cm³. De acuerdo al análisis del operador, hay riesgos someros probables como pérdidas de circulación o riesgos de quebradura por presión diferencial, pero ya los análisis del pozo no presentan que haya riesgos operativos mayores para la perforación de este pozo.

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner, including a large checkmark and a signature.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Es por esto que como comentarios finales tenemos de que el pozo se encuentra dentro de un Plan de Exploración ya aprobado por la Comisión. El operador documentó el soporte técnico de diseño para la perforación de este pozo. Se va a utilizar la tecnología adecuada de acuerdo a los requerimientos técnicos y es por eso que la DGAE considera que técnicamente adecuada la perforación del pozo Vernet-1051EXP. Por mi parte es todo Comisionados, quedo a sus órdenes por alguna pregunta o aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Israel Hernández Pérez. Por favor, Comisionado Héctor, adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4 donde se menciona, se mapea, aparece Encajonado-1 y Encajonado-2. Yo no lo puedo ver, pero hagan el favor de verlo ustedes en el lado derecho arriba. Sin embargo, si ustedes magnifican el diseño del pozo, en realidad es Encajonado-1 y Encajonado-3. Es un error de dedo realmente. A veces hablamos de 1 y 2 y a veces de 1 y 3, sencillamente para que queden congruentes con lo correcto y la autorización salga correcta. Entonces es 1 y 3, no 1 y 2.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Ok, sí, hacemos el ajuste.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Adelante por favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Presidente. Podemos poner la lámina 5 por favor. Hablan de un liner de contingencia, pero ahí en la lámina dice que el liner de contingencia lo que está en rojo en la parte de abajo en medio dice el liner de contingencia de 5 1/2" a 1,612 metros desviados. ¿Cuál sería la contingencia y cuál sería la posición del colgador de ese liner? Porque pues 1,612 está al fondo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Ese liner de contingencia es de 5 1/2". Sería en caso de que no se lograra alcanzar, que hubiera una presión de poro todavía menor a la esperada y se tendría que asentar prematuramente la tubería de revestimiento de 7". Esto sería a 1,071 metros. Pusimos el estado mecánico principal, no se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

puso la tubería o el estado mecánico de contingencia, pero si se diera el caso, sería a 1,071 metros. Ahí se asentaría la tubería de revestimiento de 7" y de ahí iría la contingencia que iría hasta el fondo a 1,602.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, de 1,071 a 1,602. Muchas gracias ingeniero Israel.

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

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Breve comentario. Gracias Comisionado Presidente. Breve comentario también respecto a la lámina 4. Dice en el subtítulo "objetivos del pozo". En este caso ya lo señaló el Comisionado Moreira son Encajonado-1 y Encajonado-3 y se describe ahí en lugar del objetivo Encajonado-1 y 3. Se describe la configuración estructural estratigráfica del área. Y eso es todo el comentario nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias Salvador. En consecuencia, por favor adelante Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. 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 Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1051EXP. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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



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.02.07/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1051EXP.

ACUERDO CNH.E.02.07/2023

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 Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1051EXP.

II.6 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1052EXP, presentada por Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.

En desahogo de este punto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra, tiene la palabra el ingeniero Iván Jesús Pérez López de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. IVÁN JESÚS PÉREZ LÓPEZ.- Comisionados, compañeros de la Comisión, buenos días. Como ya mencionó la Secretaria Ejecutiva, pues es la solicitud de autorización de perforación del pozo exploratorio Vernet-1052 del operador Vista Energy, mismo operador que el pozo anterior. Esta solicitud ingresó el 14 de febrero y tenemos hasta el 12 de abril para resolver esa solicitud y la presentación pues sería el día de hoy 30 de marzo.

Como ya nos mencionó el compañero Israel, este pozo pues es el sexto de la campaña de perforación del operador petrolero Vista Energy. Es un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento y es una trayectoria vertical a una profundidad total de 1,600 metros verticales bajo la mesa rotaria. Para las actividades de perforación de este pozo, iniciarían el 26 de mayo de 2023 y culminarían el 8 de agosto de 2023. Sus costos programados son 2 millones de dólares para la perforación y para la terminación 0.7 millones de dólares. El equipo que se va a usar es el mismo equipo que se mencionó. Y bueno, como observación, este pozo se va a perforar de la misma pera del pozo 1051. Se encuentra a 20 metros de conductor a conductor y en la profundidad total tiene una separación de 550 metros.

En la siguiente lámina podemos observar lo que sería la trampa. La trampa es combinada con un cierre contra falla al Sur, cierre contra falla al Norte también y al Este y al Oeste sus cierres son naturales. Aquí podemos ver en la sección sísmica del lado izquierdo en color amarillo lo que es la trayectoria vertical del pozo. En un color verde más tenucecito ahí se ve lo que es la trayectoria del 1,051. Ahí es donde vemos la diferencia en la trayectoria y que para este pozo se están buscando dos intervalos, el intervalo 1 y el intervalo 3, que lo que lo diferencia del 1052 es que tiene un elemento estructural que los separaría. Entonces es por eso que se da su carácter exploratorio. Se espera un recurso prospectivo de 1.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito del 37% y el hidrocarburo esperado es aceite ligero.

En la siguiente lámina podemos observar lo que es el diseño del pozo, que es muy parecido al pozo anterior. Es una tubería de revestimiento de 13 3/8", una de 9 5/8", una tubería de

N
OAK
0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

revestimiento de 7" y en caso de tener una contingencia sería la misma configuración de 5 1/2" para este pozo.

Y como conclusiones se tiene que la perforación se encuentra alineado al Plan de Exploración vigente en su escenario base. Se documentó el soporte del diseño del pozo. Se utilizará la tecnología adecuada para la perforación del pozo y es por esto que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación del pozo Vernet-1052, ya que no se observan elementos geológicos, de integridad de pozo o cumplimiento en la normativa aplicable que limiten o impidan su perforación. Por mi parte es todo Comisionados, quedo a sus órdenes.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Iván Jesús Pérez López. Por favor, Comisionado Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se me hace muy buena la presentación, nomás haría la misma recomendación que el anterior. Vuelven a aparecer 1 y 2, 1 y 3. Asegurarse de que siempre aparecen 1 y 3.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien, muchas gracias. Adelante Comisionado.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Pues no tengo ningún comentario acerca de lo que presentaron, es muy semejante al anterior, pero aprovechando. Con este es el tercer pozo que vemos el día de hoy. Pues desear que tengan mucho éxito, tanto Pemex con Atoyatl como Holding con Vernet. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Néstor. Adelante por favor Comisionado.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias. Concurriendo lo expuesto, yo tampoco tengo comentario al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. De ser así, por favor Secretaria adelante con el acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. 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 Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1052EXP. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.08/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1052EXP.

ACUERDO CNH.E.02.08/2023

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 Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Vernet-1052EXP.

[Handwritten marks and signatures]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.7 Cesión del Control Corporativo y de Gestión y de las Operaciones, de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V., a favor de Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la licenciada Karen Marlene Torices Saucillo de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos de la Unidad Jurídica.

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

"UNIDAD JURÍDICA, LIC. KAREN MARLEN TORICES SAUCILLO.- Buenos días Comisionados. El día de hoy ponemos a su consideración el tema de la cesión del control corporativo y de gestión y de las operaciones del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

Los datos generales del contrato. Tenemos que el contratista es Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V. y Eni México, S. de R.L. de C.V. El operador de este contrato es Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. La fecha efectiva del contrato es del 25 de septiembre de 2017. La vigencia del contrato es de 30 años. Es un contrato en modalidad de producción compartida. El área contractual es la CS-09 de Cuencas del Sureste. La ubicación se encuentra frente a las costas de Tabasco. La superficie del área contractual es de 562.375 kilómetros cuadrados. La etapa en la que se encuentra es el periodo adicional de exploración.

Como antecedentes, tenemos que el 17 de febrero de 2023 Capricorn y Citla presentaron la solicitud de autorización para ceder la totalidad de sus intereses de participación del contrato a favor de Eni. Asimismo, Capricorn cede el control de las operaciones a favor de Eni. Se hizo una prevención, un desahogo y tenemos la opinión de la Secretaría de Energía y la Dirección



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

General de Contratación para la Exploración y Extracción. En la siguiente tenemos más detalles. Como podremos ver, la unidad jurídica el 21 de febrero de 2023 informó a la Secretaría de Energía sobre la solicitud para que manifestara en su caso su inconformidad en término de los lineamientos. Asimismo, la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos el 22 de febrero de 2023 informó a la Dirección General de Contratación para la Exploración y Extracción de la Comisión que, si en términos de la cesión se afecta la procedencia lícita de los recursos y las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia y si Eni puede tener la capacidad como operador.

El 2 de marzo y el 3 de marzo de 2023 la Dirección General de Contrataciones de Exploración y la Secretaría de Energía nos recomendaron prevenir al contratista derivado del cumplimiento de diversos requisitos en términos de los lineamientos. El día 3 de marzo de 2023 se previno al contratista respecto a la solicitud. El desahogo lo presentó Capricorn, Citla y Eni el 10, 13 y 14 de marzo. Asimismo, el 14 de marzo la Unidad Jurídica envió a la Secretaría de Energía la información presentada por el contratista.

El 16 de marzo de 2023 la Secretaría de Energía manifestó su conformidad de la mencionada cesión en términos del artículo 15 y 12 de los lineamientos. Asimismo, la Dirección General de Contratación para la Exploración y Extracción de la Comisión el 27 de marzo señaló que a opinión de esa Dirección y de la Agencia de Seguridad Industrial de Protección al Medio Ambiente del sector hidrocarburos, así como la Unidad de Inteligencia Financiera, Eni cumple con los requisitos establecidos dentro de las Bases de la Licitación CNH-R02-L01/2016.

Como pueden ver en esta lámina, actualmente el contratista se encuentra conformado con Capricorn como operador y tiene el 50% del interés de participación. Citla tiene el 35% de interés de participación. Eni tiene el 15% de interés de participación. En caso de que se autorice esta cesión, quedaría únicamente Eni como contratista individual con el 100% del interés de participación y con el carácter de operador.

El marco contractual y legal. Tenemos que el artículo 15 de la ley de Hidrocarburos faculta a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para autorizar de forma previa la celebración de alianzas o

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asociaciones, del control corporativo y de gestión, así como el control de las operaciones. El artículo 2 de los lineamientos nos define el control corporativo y de gestión y el control de las operaciones. Por último, la cláusula 28 del contrato nos permite que cualquier modificación a este contrato deberá hacerse mediante acuerdo por escrito de la CNH y el contratista.

Por lo expuesto Comisionados, ponemos a su consideración autorizar la presente cesión del control corporativo y de gestión y de las operaciones mediante la cesión de la totalidad de los intereses de participación de Capricorn y Citla a favor de Eni. Instruir a la Unidad Jurídica que previo a la firma del convenio modificatorio correspondiente, y una vez notificado el aviso de formalización de la cesión, se requiera a Eni que presente una garantía corporativa, una garantía de cumplimiento, una manifestación de que no ha modificado la información presentada en la solicitud y las autorizaciones y permisos para dar continuidad a la conducción de las actividades petroleras.

Instruir la suscripción del segundo convenio modificatorio a fin de reflejar la presente cesión y que una vez firmado el convenio modificatorio Capricorn y Eni deberán cumplir con el protocolo que esta Comisión determine para la entrega operativa del área contractual. Instruir a la Dirección General de Seguimiento de Contratos de la Comisión que, con el apoyo jurídico de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos de la Comisión y en su caso el área técnica correspondiente, realicen el protocolo de entrega operativa del área contractual. Y, por último, instruir a la UATAC con el apoyo jurídico de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos la devolución de la garantía corporativa de Capricorn y Citla, tomando en consideración que en ningún momento deberán dejar de estar garantizadas las obligaciones del contrato. Esto es todo Comisionados, quedamos atentos a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias licenciada Karen Marlén Torices Saucillo. Por favor, Comisionado Moreira, adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Déjenme nomás hacer una pregunta a la ingeniera. Si no me acuerdo mal, esta área está junto a un área ya asignada a Eni.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD JURÍDICA, LIC. KAREN MARLÉN TORICES SAUCILLO.- Es correcto Comisionado. En la lámina 2, en donde están los antecedentes del contrato, podemos ver que se encuentran adyacentes dos contratos que ya previamente tiene Eni y es como operador. También está Repsol y tiene también contratos Pemex y Talos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Viendo este mapa, queda muy lógico que se está uniendo realmente la operación de ahí tres áreas de Eni, lo cual llevaría a una optimización de la infraestructura, lo cual se me hace buena noticia de que ahora Eni va a operar de una manera más estructurada sus tres áreas. Muchas gracias.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy bien. Adelante Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Sin comentarios. Queda claro la cesión y el proceso de gestión en este caso de los proyectos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Sí, coincido. Eni es una empresa más grande, con experiencia, que está teniendo bastante éxito afortunadamente en el Golfo de México. Se está consolidando y está ampliando sus operaciones, así es que suena muy lógico este tipo de modificaciones. Secretaria, por favor adelante con el acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. 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; 15 y 31, fracciones XI y XII de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza la cesión del control corporativo y de gestión y de las operaciones de Capricorn Energy

Handwritten marks: a checkmark, a circle with a cross, and the number 9.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V. a favor de Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes que si su voto es a favor lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.02.09/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la Cesión del Control Corporativo y de Gestión y de las Operaciones, de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V., a favor de Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.02.09/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 15 y 31, fracciones XI y XII, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso g), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza la Cesión del Control Corporativo y de Gestión y de las Operaciones, de Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V., a favor de Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:42 horas del día 30 de marzo de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Segunda Sesión Extraordinaria de 2023 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

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva

7.