



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTOGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:00 horas del día 24 de noviembre del año 2022, se celebró la Octogésima Sexta 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 Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

C). ♀



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados 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.

II.3 Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui).

II.4 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán.

Antes de proceder al desahogo del Orden del Día, 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.

II.- Asuntos para autorización

II.1 **Modificación al Plan de Exploración presentada por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., respecto del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera Yessica Aguilar Díaz, 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.
YESSICA AGUILAR DÍAZ.- Muy buenas tardes Comisionada,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionados. Traemos a su consideración la modificación del Plan de Exploración antes mencionado.

Del lado derecho tenemos el fundamento jurídico bajo el amparo del cual se realizó la modificación. En la parte izquierda tenemos el polígono amarillo que es el área contractual del contrato del cual estamos hablando. Esta se encuentra limitada al Norte y al Este por asignaciones de exploración. Al Oeste y al Sur por contratos de licencia. Y al Noroeste y sur-central por asignaciones de extracción.

Dentro de la relación cronológica del proceso, tenemos que la solicitud se ingresó el 19 de septiembre. La prevención se emitió el 3 de octubre. La atención a la prevención el 19 de octubre y la ampliación el 19 de noviembre y el día de hoy lo presentamos antes ustedes para su aprobación.

Se ubica en el estado de Veracruz en la provincia petrolera de Cuenca de Veracruz aproximadamente a 25 kilómetros del puerto. Tenemos que es un contrato que se firmó el 8 de diciembre de 2017 bajo la modalidad de Licencia. El Plan de Exploración del periodo inicial de exploración se aprobó el 17 de enero de 2019 y el periodo adicional de exploración se aprobó el 13 de enero de 2022 por un periodo de hasta dos años.

El Plan de Exploración del periodo adicional se aprobó el 10 de marzo de este año. Dentro de las actividades realizadas por el operador se tiene la perforación del pozo Pikit-EXP, el cual se localiza en la porción central-este del Área Contractual. Se realizó el reprocesamiento de información sísmica, que es el polígono que se encuentra en color rosa; la actualización de diversos modelos; la evaluación de recursos prospectivos y la estimación de reservas, así como el diseño del pozo VCD. La siguiente por favor.

Esta modificación deriva de la aplicación de la cláusula 7.1 del contrato, en la cual estima la devolución de una porción del área contractual. Tenemos del lado izquierdo el mapa. El polígono que se encuentra en color amarillo es el área contractual vigente y el polígono en color rojo tenemos tres polígonos, los cuales son el área conservada.

Dentro del supuesto de modificación, es derivado de cambios técnicos o económicos que modifiquen los objetivos del plan

9.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

aprobado y estos que modifican actividades susceptibles a acreditar en el Programa Mínimo de Trabajo. La modificación que van a realizar es actualizar el cronograma de actividades, la modificación de prospectos, la actualización del monto de inversiones del plan aprobado.

Tenemos que dentro de la modificación del Plan de Exploración se encuentra dentro de la cadena de valor en la etapa de evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas. El objetivo es actualizar la estrategia exploratoria a desarrollar durante el periodo restante del periodo adicional de exploración, cuyas actividades se encuentran acotadas al área contractual que será conservada por el operador mediante el reprocesamiento de información sísmica, estudios exploratorios, la perforación de hasta cuatro pozos y una reparación mayor.

Las actividades que el operador plantea están dentro de dos escenarios. El primero es el escenario base, el cual se encuentran señaladas las actividades en color verde y el escenario incremental que se encuentra en color gris. Dentro del escenario base tenemos la interpretación sísmica, actualización de diversos modelos, análisis de núcleos, análisis de resultados de la perforación, la evaluación de recursos prospectivos, evaluación técnico-económica del proyecto, documentación de descubrimientos, el diseño del pozo tipo del prospecto Uxu-1EXP y la perforación del pozo Uxu-1EXP.

Para el escenario incremental tenemos de igual manera la actualización de modelos, análisis de núcleos, análisis de resultados de la perforación, el diseño del pozo tipo para el prospecto Cheel, Chipe y Jeel y la perforación de los mismos pozos antes mencionado y la reparación del pozo Pikit-1EXP.

Del lado derecho podemos encontrar el reprocesamiento sísmico que el operador plantea, que es la unión de los estudios Aliento-Mata Espino, Cópita López Mateos y Nacar 3D. El operador plantea el reprocesamiento de 130.479 kilómetros cuadrados, que son los que cubren al 100% el área a conservar. Y bueno, también encontramos el prospecto Uxu que se encuentra en la porción noreste del bloque VC-02-1. Y bueno, tenemos de igual manera la lista de los estudios exploratorios antes mencionados.

OAK-TREE



SAFETY



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tenemos aquí el prospecto Uxu con mayor detalle. El objetivo es Cretácico y Jurásico. El Cretácico lo tenemos a una profundidad de 4,890 a 5,650 metros y el objetivo Jurásico va de 5,950 a 6,400 metros verticales. La profundidad total programada es de 6,572 metros. El tipo de hidrocarburo esperado es gas y condensado. En el mapa que se encuentra en la parte inferior izquierda ahí podemos verlos con más claridad. En el mapa central es el mapa estructural donde mostramos el objetivo Cretácico y en el mapa de la derecha podemos ver el objetivo Jurásico.

Para el escenario incremental tenemos la actualización diversos modelos, el análisis de núcleo, el análisis de resultados de perforación, el diseño del pozo VCD y la perforación de hasta tres prospectos que son Cheel, Jeel y Chipe y la reparación mayor del pozo Pikit-1EXP. Los tres prospectos se encuentran dentro del polígono VC-02-1.

Tenemos dentro de los recursos prospectivos un recurso total de 1,103.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente considerando los cuatro prospectos y como posible incorporación de reservas tenemos que para el escenario base tendríamos hasta 237.21 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para el escenario incremental 61.68 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Dentro de las unidades de trabajo, en el compromiso del Programa Mínimo de Trabajo está establecido en 4,300 unidades. Para el incremento al Programa Mínimo de Trabajo son 13,800 unidades y el compromiso del periodo adicional es equivalente a un pozo y son 6,900 unidades de trabajo, lo cual nos da un total de 25,000 unidades. Las unidades restantes para el cumplimiento de esto serían 14,403 unidades. El operador plantea para el escenario base 18,297.3 unidades y para el escenario incremental 35,311.9 unidades, lo cual nos daría un total de 53,609.2 unidades de trabajo.

En el Programa de Inversiones tenemos que para el escenario base el vigente se tienen 27.5 millones de dólares y en la presente modificación tenemos un total de 33.14 millones de dólares. Lo que observamos es que el mayor porcentaje está en la perforación de pozos y para el escenario base más el incremental se tenía autorizado en el plan vigente 73.12 millones de dólares y para la

0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

— modificación 71.36, lo cual nos representa una disminución y vemos que el mayor porcentaje está dentro de la perforación de pozos.

Derivado de lo anterior, la modificación del Plan de Exploración se advierte técnicamente adecuada toda vez que la ejecución de las actividades planteadas permitiría evaluar el potencial petrolero y precisar el volumen de los recursos a incorporar. Por lo anterior, se propone la aprobación de la modificación del Plan de Exploración asociado al contrato CNH-R02-L03-VC-02 presentado por el contratista Jaguar Exploración y Producción.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Yessica Aguilar. Por favor, Comisionada Alma.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, muchas gracias Comisionado Presidente. Tengo dos dudas. La 12 por favor. Y se refiere, digo, la primera observación creo, porque el operador puede definir su área de acuerdo a lo que él haya considerado. Pero más bien me queda la duda por qué guardaría las áreas al Sur tan pequeñas, porque según lo que entendería es como que menos de un kilómetro cuadrado el Área 2.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. YESSICA AGUILAR DÍAZ.- En el Área 2 hay un campo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay un campo. Sí, pero esto es de exploración, ¿no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. YESSICA AGUILAR DÍAZ.- Sí, pero tiene un campito.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero esto es para exploración, ¿o guarda para Exploración y para Extracción?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, yo me imagino que la reducción del Área es para que se reduzca el área que tendría derechos para explorar. Eventualmente el área de extracción ya queda preservada, queda fuera de la contabilidad. Yo no sé si la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

están conservando por algún otro potencial que pueda haber adicional al del campo que tienen. Nada más, sería la única lógica.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Igual lo del área que se tiene hacia la derecha, en el sur?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, las dos.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MTRO. GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTÍZ. - Si me permiten. Es que este es uno de los contratos donde convergen Planes de Exploración, Desarrollo y Programa de Evaluación. Entonces esas efectivamente que se conservan, están asociadas a Planes de Desarrollo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que Me comentaba. Pero digo, los Planes de Desarrollo tienen por sí solos su área de desarrollo pues y estos son de exploración. Pero creo que la respuesta del maestro Hernández tiene más lógica porque así conservan toda la columna para poder por un lado extraer en los horizontes que tienen permitidos y por otro lado si llegan a descubrir algo pues poderlo incorporar al área de desarrollo. Creo que es lo lógico y está bastante bien.

Y la segunda pregunta que tengo es el pozo Pikit creo que sí descubrió algo. Y la distancia que tiene hacia el pozo Cheel, o sea, no digo al otro porque el otro va a otro horizonte. Pero al pozo Cheel que va a la misma unidad estratigráfica, es también muy pequeña. Yo estaba viendo y ese pozo Pikit decía que lo iban a evaluar. No sé si pasaron a esa etapa de evaluación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, no han pasado a la etapa de evaluación doctora. Entonces pues estamos esperando justamente.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque en la notificación de descubrimiento los recursos contingentes que declararon no sé si nosotros le ratificamos esos recursos, pero los recursos contingentes totales en millones de barriles de petróleo crudo equivalente fue de 114.2, que es bastante y en este me llama la atención que van por un recurso prospectivo muy pequeñito. O

7.9



— Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sea, de 1.99. Entonces como que hay un contraste muy grande para la misma unidad. La misma, es Mioceno y Oligoceno. Entonces está como que muy curioso si Pikit que ya lo perforaron están declarando estos recursos tan importantes como contingentes ya descubiertos, el caso de Cheel van por 2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Digo, ellos también tienen el derecho de ir por lo que quieran, pero sí hay mucha diferencia por lo que ya descubrieron y por lo que van a ir y es nada más comentario.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Nada más decir que para el caso de Pikit, si bien el operador es un aviso que nos da con las geometrías que ellos estiman, no cumplieron con los requisitos del contrato y por lo tanto entonces no se tomó como válido el descubrimiento. Por eso es que tampoco puede progresar la etapa de evaluación. Entonces esa la situación ahorita con ese.

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

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la misma gráfica. Yo no veo si tienen ustedes ahí los prospectos Cheel, Chipe y Jeel. Pero dónde está Jeel.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Está arriba, ahí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, ahí arriba. Y ahora siguiendo un poquito la lógica de la doctora, a la hora en que vemos nosotros los recursos, vemos que Chipe tenía 56, el otro tiene 2. Se me hace, así como que dos universos. Por un lado, Uxu que es el escenario base tiene 237 y es muy bueno y luego tienen el otro de 56 y otro luego otro de 2. Por eso era la pregunta, dónde estaba Jeel y dónde estaba Cheel, porque algo están tratando de ver. No sé si estén sirviendo casi como pozos de evaluación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que, en las características del subsuelo, como hemos visto en múltiples presentaciones, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entrapamiento de los hidrocarburos desafortunadamente no es tan homogéneo como quisiéramos. A veces se entrapan en estructuras pequeñas y pues obviamente el volumen es en esa proporción y a veces localizas trampas más grandes en donde la oportunidad de tener más volumen es más grande. Entonces pues esa es la circunstancia.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Vete a la página 13, que es la que sigue. Fíjate nomás el recurso prospectivo, 878 en Uxu, que luego 205 en Chipe y luego 7 y 11 que son el 1% de los otros. No sé si será rentable en cantidades tan pequeñas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muy probablemente necesitan que traigan un proyecto más rentable por ejemplo con Uxu o eventualmente si logran hacer algo con el prospecto ya perforado, para que esos puedan ser rentables. Por sí solos pues es casi imposible.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El Uxu está muy bien, o sea, el de arriba está muy bien. Bueno, muchísimas gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Ponemos la 12 por favor. Recordar que este es un contrato de Licencia, es un operador mexicano. Por cuestiones del contrato, ellos tenían que regresar un porcentaje del 50% porque no tuvieron el éxito que todos buscaríamos que tuvieran. Y efectivamente pues se ve ahí que hay unos pedacitos hasta la parte de abajo y de alguna forma ellos tendrían el derecho de decir pues te regreso el 60%, no solamente el 50%. El 50% es una obligación. Ellos podrían seguir su proyecto con 60% o 70%, pero decidieron dejar esta configuración y no solamente tiene que ver con cuestiones del subsuelo. A veces también tiene que ver con cuestiones superficiales de alguna infraestructura que pudieran tener ahí.

Lo que se puede observar del plan es que no hay pozos que se vayan a perforar en esa área, pero más adelante pues con todos los estudios que están haciendo de la parte de geología y geofísica,

Handwritten marks: a vertical line on the left, a checkmark-like symbol, and the number '9' in a circle.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pueden llegar a tener algún posible resultado. Si vamos a la lámina 13 por favor. Y ahí vemos la prospectividad, que finalmente es algo que tendrá que corroborarse con la perforación de pozos. Pero efectivamente vemos casos donde hay recursos prospectivos muy pequeñitos como Cheel o Jeel. Pero hay que recordar que toda la infraestructura que se construyó en superficie puede hacer que estos pequeñitos sean rentables porque no van solitos. Al final ellos hacen la sinergia de toda la construcción de la infraestructura en superficie y además pues los operadores también tendrían la posibilidad de darle más valor a sus productos.

Aquí lo que está buscando es gas y condensado. O sea, cuando me refiero a darle más valor a los productos, pueden generar con el gas que producen no solamente venderlo, sino hacer otras cuestiones que pudieran ser útiles para agregar valor. Entonces efectivamente pues si vemos esta lámina, todos pensarían pues vamos a Uxu, pero finalmente eso es algo que está en números y que se ve bastante grande porque son 1,103 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Ojalá y se lleguen a obtener, pero finalmente son las cifras que se están obteniendo en función de la información que se tiene. Por eso yo decía en la última reunión que no me gusta que alguien diga es que prometieron. Eso no se puede prometer. O sea, finalmente es una estimación basada en la mejor información que se tiene. Ojalá y se equivoquen y sea para arriba, ¿verdad? Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si podemos ver la lámina 9. En el caso de los pozos el antepenúltimo Chipe-1 el cronograma nos marca que se va hasta el último día de vigencia. Entonces aquí están incluyendo y después el asterisco dice que incluye movimiento de equipos, perforación, toma de información y terminación. ¿Se está incluyendo aquí pruebas de producción? Ah, muy bien. Aunque no lo diga ahí, pero sí están incluidas. Muy bien, gracias. Por favor adelante Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás en términos de comparación. El caso de Pikit que ya lo hicieron, ¿de qué tamaño fueron los recursos encontrados?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo decía la doctora, 114.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya son recursos contingentes. O sea, ya los descubrieron y están viendo su comercialidad.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto. Entonces van bien. Como dice el doctor, hay que desearles mucha suerte.

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

UNIDAD JURÍDICA, LIC. JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- Solamente nada más para complementar. A lo mejor la información de Pikit. Sí teníamos algunos registros. Pikit tuvo buena respuesta a la notificación de descubrimiento y tal y como lo comenta el maestro Rodrigo, pero al no sustentar ese descubrimiento pues no pudo ser ratificado ese descubrimiento, lo cual llevó a que en un segundo punto en junio de este año también el operador, no obstante, de que presentó un Programa de Evaluación, al no tener el descubrimiento sustentado pues fue desechado por notoriamente improcedente. Entonces nada más para que tengan el antecedente completo de lo que sucedió con Pikit.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás para entender. Quiere decir que todavía ahorita pudieran registrar Pikit si trajeran la información que ustedes están requiriendo.

UNIDAD JURÍDICA, LIC. JUAN MANUEL MIGUEL CALDERÓN.- De hecho, el oficio de la respuesta de notificación de descubrimiento dejó a salvo su derecho. Salvo que pudieran complementar su información, podría ser posible. Sin embargo, hasta el momento pues no tenemos otra información reciente

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Al no haber otras preguntas y observaciones, le ruego a la Secretaria Ejecutiva leer el acuerdo y someterlo a aprobación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Sí, gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017. 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.86.001/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

ACUERDO CNH.E.86.001/2022

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; 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 Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Programa de Trabajo 2023 y Presupuesto asociado al mismo, presentados 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.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la ingeniera 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 TORRES GONZÁLEZ.- Gracias doctora Alma Margarita. Buena tarde Comisionada, Comisionados. Bien, vamos a iniciar con los detalles de este tema. En nuestra primera lámina presentamos el fundamento jurídico que asiste para el desahogo de esas dos solicitudes y en la imagen podemos observar que en color rojo presentamos los límites del área contractual.

Esta área contractual colinda con diversos contratos, en particular con dos contratos de la ronda 2.1. Hacia el occidente colinda con el área A11.CS que es operada por Repsol y hacia el oriente colinda con el bloque Área 14 operado por Eni y hacia el Sur colinda con la asignación AE-0152 del proyecto Uchukil de Petróleos Mexicanos y también hacia el sur colinda con el contrato de la 3.1 AS-CS-06 operado por Total y hacia el norte también colinda con el contrato G-CS-02 que está operado por Pemex Exploración y Producción. Si continuamos.

Tenemos nuestra relación cronológica del proceso de resolución de esta solicitud. Tenemos que se presentó el 30 de septiembre de 2022. La Comisión realizó una prevención el 12 de octubre, a la cual el operador atendió el 26 de octubre de 2022. Por nuestra parte, también se amplió el plazo 9 de noviembre de 2022 y el operador presentó un alcance de información el 18 de noviembre para estar el día de hoy aquí con ustedes.

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Respecto a la ubicación y antecedentes, tenemos que el bloque 12 se ubica en aguas someras del Golfo de México en la provincia petrolera Cuencas del Sureste a 93 kilómetros frente al litoral del estado de Tabasco. Tiene una superficie aproximada de 521 kilómetros cuadrados y se encuentra en tirantes de agua que van desde los 100 hasta los 540 metros de profundidad.

Respecto del Plan de Exploración, tenemos que este se aprobó el 25 de septiembre de 2018. Posteriormente el operador presentó una modificación, la cual fue aprobada el 26 de noviembre de 2019. El periodo inicial de exploración es de cuatro años. También tenemos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 se aprobó el 21 de julio de este año. En la imagen podemos observar más cerca el área contractual y podemos observar que al centro de esta está marcado un punto, que es el pozo Yoti Oeste-1EXP que fue perforado en octubre de 2021 y que resultó productor de aceite en Mioceno Tardío e Inferior y bueno, actualmente la Comisión se encuentra en el proceso de desahogo de la solicitud del Programa de Evaluación asociado a este descubrimiento.

Respecto del Programa Mínimo de Trabajo tenemos que el anexo 5 del contrato nos marca que para este contrato se debe de cumplir un Programa Mínimo de 2,400 unidades de trabajo y también existe un incremento por 33,500 unidades de trabajo. Por lo tanto, el operador debe de cumplir en total 35,900 unidades de trabajo. Ahora, es importante mencionarles que actualmente el operador no cuenta con unidades de trabajo acreditadas por la Comisión. Sin embargo, ya registró o ya presentó su solicitud de aprobación, perdón, de acreditación por cerca de 50,000 unidades de trabajo, con lo cual cumple el Programa Mínimo de Trabajo y el incremento.

También es importante mencionar que el periodo inicial de exploración es de 4 años y este ya concluyó el 10 de octubre de este año de 2022. Por lo tanto, al no concluir sus actividades en 2022, el operador solicitó una prórroga por cuatro meses y la Comisión aceptó la solicitud de prórroga y le otorgó cuatro meses adicionales al periodo inicial de exploración. Por lo tanto, ahora todas las actividades del periodo inicial de exploración van a concluir el 10 de febrero del año 2023.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comentado lo anterior, presentamos el Programa de Trabajo para el año 2023 que únicamente va a abarcar el mes de enero porque las actividades llegan hasta el 31 de enero. Aunque la prórroga dice que es hasta el 10 de febrero, el operador presenta actividades y costos para el mes de enero. Entonces tenemos que el Programa de Trabajo está constituido por las siguientes subactividades petroleras: por general, geofísica, geología e ingeniería de yacimientos.

Para la parte de general como en otros proyectos, se relaciona todo lo de la administración y gestión de gastos del propio proyecto. Para la parte de geofísica el operador está presentando dos subtareas. La primera es la reinterpretación sísmica, que esta se refiere a la reinterpretación del Mioceno donde fue productor el pozo Yoti y que de ahí tiene datos directos. Y también está haciendo una identificación de nuevos prospectos e interpretación sísmica, pero ahora de horizontes más profundos. Ahora está considerando el Jurásico y el Cretácico. También estará concluyendo con los modelos estáticos y estimación de volúmenes y también se está preparando para presentar el plan para el periodo adicional de exploración. Todo lo relacionado con la documentación que va a necesitar presentar aquí en la Comisión. Y finalmente también está haciendo el cálculo de perfiles de producción preliminares de sus nuevos prospectos.

El presupuesto sujeto a aprobación es de 0.22 millones de dólares y esto considerando nuevamente las subactividades general, geofísica, geología e ingeniería de yacimientos. Y bueno, con lo anterior tenemos que el Programa de Trabajo presentado es congruente respecto del Plan de Exploración aprobado y las actividades contempladas para finalizar las actividades contribuyen con los objetivos y alcances definidos en el plan. El presupuesto es congruente con el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo asociado al periodo de exploración y son también consistentes con los requisitos que se solicitan del contrato. Finalmente, es importante mencionar que las actividades a desarrollar en el Programa de Trabajo 2023 se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional, mientras que los montos establecidos para dichas actividades son adecuados en los términos de las referencias constituidas con la mejor información posible que tiene la Comisión.

(). 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces por lo tanto Comisionada, Comisionados, tenemos la opinión técnica de este Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 asociado al Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, puesto que se identifica técnicamente factible derivado de que cumple con las cláusulas previstas en el contrato, así como lo establecido en nuestros lineamientos. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación de este Programa de Trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniera Leticia Torrez González por su presentación. Está a consideración Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. Bueno, sobre el Programa de Trabajo y el Presupuesto no tengo dudas, nada más que tendría la pregunta si ya presentó el operador su periodo inicial de exploración.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Todavía no. Y como nos decía la ingeniera Leticia, al finalizar el periodo del 10 de febrero tienen hasta el 10 de diciembre.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Simplemente comentar que si lo van a presentar ya tienen pocos días para presentarlo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Manifestaron que sí y por las actividades, pero todavía no lo han hecho.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, sí, hacer público que le quedan pocos días. Es lo único. Gracias Comisionado.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ninguna pregunta muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias. Una cuestión ahí legal. Podemos regresar a la lámina 7 por favor. Es que hay ahí una actividad que plantea documentación del plan el PAE, de lo que estamos hablando ahorita y legalmente yo creo que ellos tienen que presentarlo creo que entendí lo que dijo el maestro es el día 10 de diciembre. O sea, tienen que hacerlo con anticipación, no pueden esperar a que termine febrero 10 para mandarnos su propuesta. Es así, ¿verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, entonces cómo es posible que dejemos que el cronograma de actividades esté la documentación del plan, si la tienen que tener en diciembre.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. LETICIA TORRES GONZÁLEZ.- Sí. Lo que pasa es que se refiere a toda la documentación que necesitan presentar para el plan y tal vez ahí nos faltó escribir "asociada al plan". Ellos están considerando que en enero estén atendiendo las prevenciones que les estemos haciendo respecto del plan para el periodo adicional de exploración y toda la parte de geólogos, geofísicos que también van a necesitar para tener esas prevenciones.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Posiblemente el verbo documentación no sea el más adecuado. Muy bien ingeniera, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si ya no existen otras preguntas y observaciones, le ruego a la Secretaria Ejecutiva leer el acuerdo y someterlo a votación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Voy a poner a consideración de los Comisionados dos acuerdos. El primero referente al Programa de Trabajo y el segundo referente al Presupuesto. Entonces el primer acuerdo y habiendo agotado el análisis del presente asunto en relación con el Programa de Trabajo y con fundamento en los

C. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 el Programa de Trabajo 2023 presentado 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. Comisionados, se somete a su consideración este primer 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.86.002/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado 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.86.002/2022

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, 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 el Programa de Trabajo 2023 presentado 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.

“SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- El segundo acuerdo es referente al presupuesto. Por tanto, habiendo agotado el análisis del presente asunto en relación con el presupuesto y con fundamento en las disposiciones previamente citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Programa de Trabajo 2023 presentado 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. Comisionados, se somete a su consideración este segundo acuerdo en relación con el presupuesto y 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.86.003/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado 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.86.003/2022

- 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, 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 el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado 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.

II.3 Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui).

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

palabra al ingeniero Rubén Felipe Mejía González 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, ING RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ. - Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración esta propuesta de Plan de Desarrollo presentada por el asignatario Pemex Exploración y Producción respecto al Campo Quesqui.

Como generalidades de este proceso, tenemos que la solicitud fue ingresada por el operador el 27 de julio de 2022. Posteriormente hubo necesidad de realizar una prevención de información, la cual se dio el 24 de agosto del presente año. Esta prevención fue atendida por el asignatario el 4 de octubre de 2022, para lo cual requirió solicita una prórroga. Posteriormente hubo la necesidad de un ingreso de alcance de información para atender ciertas aclaraciones adicionales y tenemos la presentación ante este Órgano de Gobierno el día de hoy.

Como generalidades de la asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04, tenemos que ésta se encuentra ubicada en el estado de Tabasco en el municipio de Huimanguillo. Consta de un área aproximada de 85.36 kilómetros cuadrados. El Título de Asignación es del tipo de extracción, cuya vigencia es de 25 años a partir de su emisión que fue el 27 de agosto de 2014. El único campo en esta Asignación es el Campo Quesqui que consta de un solo yacimiento de litología calizas y dolomías, que abarca las edades del Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano. La profundidad total de yacimiento en este campo es de 6,955 metros verticales. El tipo de fluido o hidrocarburo que aquí se encuentra es gas y condensado de 43.8° API y haciendo una comparación en el ranking de producción nacional de esta asignación tenemos que es la primera en gas no asociado y la tercera en hidrocarburos líquidos.

El asignatario para poder presentar este Plan de Desarrollo realizó la evaluación de tres posibles alternativas para explotar los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos de este yacimiento, cuyas principales diferencias aunado al número de actividades a ejecutar en cada una de ellas y los distintos volúmenes de hidrocarburos a recuperar, tenemos que la alternativa 1 considera únicamente un escenario base o de explotación primaria, flujo natural. La alternativa 2 y la alternativa 3 consideran, aunado a la actividad para explotación primaria, la implementación de un método de recuperación adicional de hidrocarburos que es mantenimiento de presión. La alternativa 2 considera la inyección de agua al yacimiento y la alternativa 3 la inyección o reciclado de gas del propio yacimiento.

El asignatario en su decisión tomó en consideración el mayor volumen de condensado a recuperar y el indicador económico de valor presente neto después de impuestos es superior, que en este caso fue la alternativa 2 con la inyección de agua. En cuanto a actividad a ejecutar en la alternativa 2, tenemos 8 pozos a perforar de desarrollo más 10 pozos inyectoros y 12 pozos de captación para el requerimiento del agua. También tenemos la ejecución de 118 reparaciones menores que son limpiezas de aparejo y estimulaciones y reparaciones mayores en un orden de 31 de estas.

Una vez seleccionada la alternativa para la propuesta de este Plan de Desarrollo, tenemos en esta lámina los pronósticos de producción esperados por el asignatario a partir de diciembre de este año que sería el inicio de este nuevo Plan de Desarrollo, teniendo en consideración también que la asignación actualmente ya tiene producción. Produce de un orden de más de 400 millones de pies cúbicos diarios al día y 136,000 barriles por día de condensado. El volumen a recuperar en el periodo de diciembre de 2022 al límite económico estimado, que es el año 2047, es del orden de 2,209.68 miles de millones de pies cúbicos de gas, de los cuales 730 corresponderían únicamente al beneficio de la recuperación adicional de hidrocarburos de la inyección de agua y un volumen de condensado de 390.36 millones de barriles del mismo para el mismo periodo, teniendo un beneficio de 156 millones de barriles únicamente por el proceso de inyección de agua.

Respecto a las inversiones contempladas en este periodo, tenemos un monto total de 1,541.78 millones de dólares, donde podemos ver la mayor inversión en el año 2023 y 2024 correspondiente a la actividad de perforación de pozos y la

C). 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

construcción de infraestructura. Y el último monto a erogar sería el año 2048, que es el año en que se plantea el taponamiento de pozos y abandono de ductos e infraestructura.

Como costo total del proyecto a la vigencia de la asignación, tenemos un monto total de 3,139.87 millones de dólares, monto del cual el mayor porcentaje, casi un 70%, es a la actividad de desarrollo. Y en esta actividad de desarrollo tenemos los mayores montos en la subactividad de general, que es principalmente gastos de operación y la perforación de pozos. Tenemos un monto de abandono que es 90.36 que, aunque es en el año 2048, se tiene que contemplar dentro del presupuesto a la vigencia de la asignación.

Derivado del análisis de la información presentada por el asignatario, tenemos a bien hacer las siguientes recomendaciones para coadyuvar o ver algunas áreas de oportunidad para el desarrollo de este Campo Quesqui. De la rama del modelo de yacimiento tenemos hacer una actualización al modelo estático y dinámico en forma continua, considerando para esto los resultados de estudios y pruebas de laboratorio que el asignatario tiene contemplado todavía realizar y además de la identificación de las rutas preferenciales de flujo para el proceso de inyección del agua.

En la rama de perforación de pozos tenemos que se considere la estadística de los tiempos no productivos en la historia de la perforación de los pozos que ya se han realizado en el campo. Esto para optimizar la perforación y terminación de los mismos y con esto poder dar cumplimiento al cronograma de perforación que ha sido planteado por el asignatario.

En el ramo de la productividad de pozos tenemos realizar estudios para la identificación e implementación de tecnologías que permitan mejorar la productividad de los pozos. Esto derivado de que se espera que la presión del yacimiento esté por debajo de la presión de rocío, aun con la implementación del método de recuperación adicional, por lo cual se podrían formar bancos de condensado en el fondo o en las vecindades del pozo y por lo cual se le sugiere al asignatario, se le recomienda que identifique algunos métodos adicionales, tecnologías adicionales —perdón— que le permitan mejorar esa productividad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

También con la información histórica que se dé, recalibrar los modelos o análisis nodales de los pozos con el objeto de identificar oportunidades en la optimización de los mismos. Respecto a la administración del yacimiento, es realizar el seguimiento y monitoreo continuo del proceso de mantenimiento de presión de acuerdo a las mejores prácticas de la industria en la recuperación de los yacimientos de gas y condensado.

Como resultado de este dictamen, se propone este análisis a este Órgano de Gobierno en el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 del Campo Quesqui 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 apruebe una modificación. Por nuestra parte es todo Comisionados y quedamos pendientes a cualquier duda o comentario que pueda surgir.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Rubén Mejía González. Ha sido un privilegio presentar este caso de este importantísimo pozo. Tiene la palabra, adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Tengo varias preguntas y después una pequeña reflexión. La primer pregunta va en el sentido de que esta actividad del Campo Quesqui que sin lugar a dudas es el yacimiento o el campo más importante que se ha descubierto en los últimos años y es el primer productor de gas como bien se comentó a nivel nacional. ¿Bajo qué programa o plan ha estado trabajando en los últimos meses de agosto de este año a noviembre de este año?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- El Programa de Transición que tuvo inicialmente se aprobó desde 2020. Tuvo una ampliación en el 2021 y concluyó el 8 de agosto de este año. Durante ese periodo hasta la presentación de esta solicitud, pues no tiene ahorita un programa aprobado. Esa situación pues de alguna u otra manera lo que podemos hacer en este momento pues es hacerlo del conocimiento de jurídico y la UATAC para que de acuerdo a la regulación pues se tomen las medidas que amerite el caso.

d.
✓
C. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que sin lugar a dudas desde el punto de vista digamos de la producción nacional es importante, pero también desde el punto de vista regulatorio pues se tiene que observar. Esa sería mi primera pregunta.

La segunda va en el sentido y no voy a manejar nada. Desde luego no se manejó nada aquí del antecedente, pero tiene que ver es un yacimiento de gas principalmente, es gas seco. Y mi punto va en el sentido del aprovechamiento. O sea, sé que no hay lineamientos para un yacimiento de gas seco. O sea, hay lineamientos para gas asociado. Pero lineamientos para gas seco, se supone que el aprovechamiento debe ser muy cercano al 100%. En este caso, y digo, no voy a manejar nada que nadie que nos esté viendo no sepa, en este caso, en este campo por preferencia a la parte de los condensados se ha estado no aprovechando el gas. Esa cosa que para mí no parece lógica, pero independientemente de esto ¿tenemos el dato de cuánto se ha quemado del gas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- ¿Del total? En este momento no lo tenemos doctora, pero sí tenemos los datos para poderlo cuantificar, pero el volumen total en este momento ahorita no lo traemos. Traemos por día más o menos ahorita lo que nos informó en la solicitud y en las últimas reuniones que tuvimos es que son 5 millones lo que están quemando actualmente. Los cuales, con la infraestructura que piensan instalar ahora en diciembre para enero-febrero pues debería de reducirse la quema a cero. Pero en este momento son 5 millones.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero digamos en algún momento se quemó más de 10 mil millones de pies cúbicos al día. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, que fue uno de los motivos por los cuales se llegó a la resolución de la primera vez que se subió, que tenía un alto volumen en ese momento. Pero con la información que nos presentaron y que estuvimos revisando, pues sí han evolucionado. Han instalado infraestructura y lo que nos están presentando en este momento es ese volumen y la perspectiva de terminar esa quema para el año que viene.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora, la tercera pregunta que tengo es van a inyectar agua. O sea, que desde mi punto de vista no es la mejor práctica para yacimientos de gas. Quizá para el poco o mucho líquido que hay, que es mucho la verdad, pero comparado con el gas pues, es más. No es la mejor práctica internacional. Nos podría decir en qué países se ha inyectado agua en yacimientos de gas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- De gas y condensado.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De gas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, es gas y condensado. Tenemos ahí el antecedente porque se hizo un estudio, se estuvieron revisando fuentes de información. No recuerdo ahorita los países, pero hay dos yacimientos donde sí se inyectó, pero no son de las características de Quesqui. Son yacimientos del Terciario. En este caso el dato que tenemos para yacimientos naturalmente fracturados este sería el primer caso en el que se estaría aplicando este proceso de recuperación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Cuál sería el factor de recuperación en el gas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En el gas no sé si lo traes por ahí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí doctora. El factor de recuperación final estimado para el gas es de 79% y para el condensado 54% al límite económico.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que es bajo, ¿no? Para el gas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Lo que pasa es que no es gas seco. El factor de recuperación esperado para un yacimiento de gas seco estamos hablando arriba del 80%. Pero aquí como ya es de condiciones diferentes y con más líquidos, por eso es que se

7



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tendría un factor un poco inferior. Aun así, está acorde a lo que se ha obtenido en campos por así llamarlos análogos o semejantes.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin inyección de agua.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- En la estadística de los yacimientos de gas y condensado el promedio de los factores de recuperación, la media, es del orden de 60% más o menos. La recuperación de líquidos, menor, del orden de 40-45%. Con esta oportunidad se está elevando el factor en la recuperación del gas y del condensado.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo con todos estos puntos, mi voto va a ser negativo. O sea, yo sé que es un yacimiento muy importante. Sin embargo, las características técnicas que se tienen en este yacimiento, digamos mi conocimiento a nivel de los yacimientos, lo que yo analicé de este Plan de Desarrollo y sobre todo el aprovechamiento que se está haciendo en un yacimiento de gas. Yo sé que no hay lineamiento. En un yacimiento de gas y que se esté quemando el gas, yo no estaría éticamente a favor ni que sea un día más que se esté quemando el gas. Por lo tanto, ese sería a nivel de mi voto por lo cual yo en este sentido, aunque sea en enero, febrero, marzo, cuando tengan todos los elementos de infraestructura para no quemar el gas en un yacimiento de gas, podrían hasta aprovechar mejor con toda la infraestructura que puedan tener y seguir produciendo el gas que puedan aprovechar de una manera adecuada y por lo tanto mi voto va a ser por lo pronto negativo.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Para entender un poquito esto, hice unos cálculos aquí y me da que 50% de condensado realmente es una cantidad muy significativa. Yo creo que en gas y condensado es lo mejor que hemos visto en todo el año. Entonces en realidad, a ver, es un área enormemente rica en gas. Pero si hace uno el cálculo, espero no haberme equivocado mucho, el 85% del valor son los condensados. O sea, es realmente un área quizá de las primeras que se nos presentan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que es de condensados. O sea, haz el cálculo rápido y te va a dar 87% del valor agregado digamos de ganancia de esta área es los condensados. En ese sentido, yo tendría otra pregunta que es la composición de este gas. ¿Tenemos la composición?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí, se tiene el cromatográfico. Si lo quieren proyectar, está en la lámina 24. Teniendo como un porcentaje mol del 75% del metano del hidrocarburo, del gas.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo creo otra vez, si vemos esto, se ve muy bien. No tiene ácido sulfhídrico, el dióxido de carbono es muy bajo, la parte de nitrógeno es muy baja. Tiene casi 10% de etano. Entonces si hacen ustedes el cálculo, esto da para una planta de etileno. Entonces es un área enormemente rica en muchos sentidos. Entonces yo creo que en ese sentido es donde necesitamos estar seguros que se aprovecha al 100%. O sea, por ser el mejor campo y no nada más en términos de números grandotes, sino te metes a estos números y dices ah, chihuahua. Con esto podemos reactivar la industria petroquímica. Entonces creo que tenemos que cuidarlo de que la técnica que usemos sea la técnica correcta.

A mí me preocupa lo de la quema. Yo entiendo que nunca podemos irnos a ni todo es blanco ni a todo es negro. En términos por ejemplo de arranque o en términos de situaciones de emergencia hemos estado quemando gas y no creo que sea malo sencillamente porque son procesos muy cortos. Entonces creo que en ese sentido nuestra obligación es garantizar que efectivamente el 1 de enero del 2023 se deja de quemar gas, porque no nada más estamos quemando gas. Estamos quemando gas y aquellos condensados que todavía tiene, porque va a estar muy difícil que lo logren sacar todo de un jalón. Entonces habíamos pedido nosotros un análisis de la quema de gas en una reunión anterior. Yo no sé si valdría la pena acelerar esto para asegurar que efectivamente se tiene toda la infraestructura. O sea, dado que es el mejor campo que hemos descubierto este año, tenemos que tener toda la infraestructura lista. En conversaciones anteriores aquí con Rafael decía es que está ya ahí. Nomás falta montarla y arreglarla y todo eso. Bueno, perfecto, tenemos que asegurarnos que pase. Entonces yo no sé si eso nos lleve, yo quisiera proponer que tuviéramos una visita el primer día de enero

b.

↓

Q. 9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque lo que podemos perder es muy grande. El cálculo que yo hice aquí otra vez muy rápido, la quema que tuvimos este año le costó a la nación 150 millones de pesos. Esto no puede ser así.

Digo, entiendo que tienes que arrancarlo, entiendo que no puedes arrancar todo del día primero, pero bueno, ya hemos estado esto en ocho meses y ya nos dice Rafael que ya está toda la infraestructura lista. Entonces necesitamos asegurar que verdaderamente esté y que verdaderamente se use. Yo quisiera proponer esto, no sé si se valga o es el momento, decir tenemos que tener una visita a este campo de manera muy rápida por la frase aquella que dice despacio, que tengo prisa. O sea, tenemos que asegurarnos que le sacamos el jugo a este campo. Muchísimas gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Bueno, el día de hoy estamos ocupados con la resolución para pronunciarnos sobre la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Quesqui. Y bueno, han salido temas que, pues van alrededor de Quesqui, pero no necesariamente sobre el plan. Y lo que sí queda claro es que es un campo muy importante, el primer productor de gas a nivel nacional y el tercero a nivel de líquidos. Eso nos dice de la riqueza que contiene el yacimiento, el gas, para producir condensados y aquí lo podemos ver en el cromatográfico.

Hay una gran cantidad de componentes como el heptano, el "n" butano, el "n" pentano, que finalmente esos son los que permiten tener esas grandes cantidades de condensados en la superficie. Pero yéndonos específicamente a lo del plan, lo que sí queda muy claro que la presentación fue muy buena por parte del área por lo que nos comentó el ingeniero Rubén Mejía que es necesario inyectarle energía al yacimiento porque si no se le inyecta se llega a una condición en el yacimiento que se llama presión de rocío, en donde los líquidos se quedan en medio poroso y eso no conviene. Y hay dos planteamientos aquí: inyectar agua e inyectar gas. Y de lo que nos presenta el operador se ve claramente que la inyección de agua es la que permite obtener un factor de recuperación mayor tanto para gas como para aceite para los condensados,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pero también claramente puede observarse que el valor presente neto, todos los indicadores económicos son los más adecuados.

Algo que no se mencionó es que todo esto de la inyección de agua va a ir por etapas, se va a ir analizando. Aunque ustedes tienen en las conclusiones ahí esta parte de la administración integral del yacimiento en donde si quisieran ponerla. Es la lámina 6 en donde en el último plantean que hay que darle un seguimiento y monitoreo continuo. Creo que es importante enfatizar que van a empezar con la inyección de agua en algunos de los pozos para ver cuál va a ser ese comportamiento y después van a incrementar la inyección con otros pozos. Yo creo que algo que nos hace falta y que no hemos comentado, pero que a lo mejor viene en la resolución, ya no la pude revisar con detalle, es que hay una posibilidad de optimizar en el campo para maximizar la recuperación de los condensados.

Cuando uno hace la separación en el campo del gas y de los condensados, puede generarse más condensado con mayores etapas de separación por ejemplo o con uso de criogénicas. Entonces creo que esto podría ser una buena consideración. Seguramente lo está viendo el operador, pero bueno, nosotros al tratar de aportar valor en ese sentido. Escucho con gusto esta situación de que la quema de gas está yendo a cero, porque finalmente van a tener toda la infraestructura y esto lo que nos va a dar es también la seguridad de maximizar el valor de los hidrocarburos, pero también hay que considerar que en algunas ocasiones esta quema de gas que se da en todos los lugares en el mundo a veces tiene que ver más con la rentabilidad.

Es más, nuestros lineamientos están basados en rentabilidad. Nosotros les planteamos a los operadores que nos den metas de aprovechamiento, que no es el caso de este porque este es un yacimiento de gas y condensado que no entra dentro de nuestros lineamientos. Pero les planteamos en los otros yacimientos de gas asociado, son los que tienen aceite y gas, que nos tienen que dar metas en función de la rentabilidad y hay casos en México y en otros lugares en donde los porcentajes de aprovechamiento pueden ir desde 20% hasta el 99%. Eso va a depender de qué tan rentable pudiera ser.

0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pues lo que escuchamos hace rato aquí ustedes dijeron es que van a ir a hacer el próximo año y eso creo que hay que celebrarlo y hay que estar muy cuidadosos de que esto sea así. Dicho todo lo anterior y nada más la propuesta de la maximización de los condensados, pues yo creo que habrá que estar muy atentos siempre en el apoyo de que se pueda maximizar el valor de un yacimiento como Quesqui o que ojalá pudiéramos tener más. Pero además también creo que es importante, ya para finalizar mi disertación, creo que estoy dando muchos detalles.

Tenemos otros yacimientos de gas y condensado en México y ahora estamos teniendo más esta visión de que hay que hacerles algo porque en otros no se hizo nada y finalmente perdimos condensados. Entonces creo que esta visión del operador con respecto a este tipo de yacimientos pues tendrá que ir mejorando en el tiempo. Y el día de hoy lo que tenemos este es el mejor plan. Ya iremos viendo cómo se va desarrollando. Ojalá y tengan mucho, mayor rentabilidad de la que se plantea y eso puede lograrse por dos cosas: por una muy buena operación en el campo o el incremento de los precios de los hidrocarburos, por la eficiencia de los equipos de trabajo, etc., etc. Que finalmente todo está dentro de la administración de yacimientos, pero no se pone. Pero eso es lo que nosotros aquí en la CNH planteamos como administración de yacimientos. Muchas gracias Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, Néstor. Yo me uno a la propuesta del Comisionado Héctor. No sé exactamente si sea el primer día de enero posible, pero sí pedirles que tanto por lo que han argumentado ustedes como por la importancia de este campo, el programa de supervisión de 2023 sea muy especial. Les ruego que lo comentemos personalmente y lo compartamos con los Comisionados para que lo conozcan previo, en sesión previamente lo conozcan, y al menos en el espíritu darle atención a la recomendación del Comisionado Héctor que yo respaldo y por supuesto estoy de acuerdo con las disertaciones hechas por el Comisionado Néstor. Si no hay otra intervención al respecto. Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Parte de mi preocupación es que dada la composición que aquí nos compartieron, tienen 50% metano y el resto son condensados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces el quemar, como no tenemos —como muy bien lo señaló aquí Néstor— un proceso criogénico, que sería la manera de sacar todos los líquidos, como no lo tenemos vamos a quemar no solamente el gas, sino vamos a quemar los condensados también. O sea, ese gas va a salir saturado con los condensados. Entonces es muy importante que no quememos no tanto porque quememos el valor del gas, porque vamos a quemar el valor de los condensados. Necesitamos que el día primero. Dejar de quemarlo y conservar el valor de los condensados. O sea, hay que cambiarse aquí un poquito el chip.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Yo también coincido con eso. En relación con la petroquímica, aquí sí tenemos que recordar que la política energética la dicta el titular del poder ejecutivo y en torno a la petroquímica pues ya la ha señalado y está definida en este sexenio al menos. Si no hay otra observación, entonces Secretaria por favor adelante con la lectura del acuerdo y su aprobación.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Muchas gracias, leo el proyecto de acuerdo. 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, fracción II 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 Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04, identificado como Campo Quesqui. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Tomo primero los votos a favor. Por tanto, si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano.

Gracias, registro tres votos. Si su voto es negativo, agradeceré manifestarlo levantando su mano. Gracias, registro un voto. Entonces registro la votación y el acuerdo queda aprobado por mayoría de votos."

Handwritten marks: a blue checkmark, a blue checkmark, and the number 2.9.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra por parte de la Comisionada Alma América Porres Luna, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.86.004/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui).

ACUERDO CNH.E.86.004/2022

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 fracción II, 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 mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0045-7M-Agua Dulce-04 (Campo Quesqui).

II.4 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Fabián Mayo Salinas, 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, ING. FABIÁN MAYO SALINAS. - Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Traemos ante ustedes la opinión técnica para la modificación del anexo 1 del Título de Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán.

Como generalidades tenemos que la SENER ingresó la solicitud el 11 de octubre de 2022. Se presenta hoy ante este Órgano de Gobierno el 24 de noviembre. Como generalidades, tenemos que tiene una extensión de 205 kilómetros cuadrados. Pertenece al estado de Veracruz a las cuencas terciarias de Tampico Misantla. La fecha de emisión del título fue del 29 de agosto de 2014. Es de tipo resguardo y tiene una vigencia hasta que el Estado Mexicano adjudique el área bajo un esquema de licitación. Actualmente la asignación tiene 289 pozos perforados, de los cuales 69 se encuentran operando y las formaciones a las que tiene derecho la extracción actualmente es Chicontepepec de edad Paleoceno Superior con un tipo de fluido de aceite y gas y los campos que están dentro de esta asignación es el Campo Presidente Alemán.

Lo que nos solicita la Secretaría de Energía son cinco principales puntos. Es la unificación de dos asignaciones a una sola. Esto quiere decir la Asignación AR-0449 de Presidente Alemán y la AR-0450 Campo Presidente Alemán PR. Como segundo punto tenemos definir dos polígonos en función de las formaciones con antecedente de producción histórica. Esto para regularizar la producción histórica que ha habido durante la asignación y dar continuidad a los programas operativos anuales. Continuar también con las reservas asociadas a esta Asignación y por último informar si derivado de estas modificaciones que se proponen impactan en los programas operativos anuales y debido al traslape que hay con estas Asignaciones tendrá un impacto en los Planes de Exploración de las Asignaciones AE-0182-Waya y AE-0183-Furbero.

Como antecedentes tenemos que el 29 de agosto de 2014 la Secretaría otorgó a Petróleos Mexicanos los Títulos de la Asignación AR-0449-Campo Presidente Alemán y AR-0450-Campo Presidente Alemán PR. El 29 de marzo de 2021 la Secretaría

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large signature and the initials "C. 9".



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Energía otorgó a Petróleos Mexicanos las Asignaciones de Exploración y Extracción AE-0182-Waya y AE-0183-Furbero. Por último, los Títulos de Asignaciones AE-0449-Presidente Alemán y AR-0450-Campo Presidente Alemán PR fueron modificados por la Secretaría el 2 de mayo de 2019. Del lado superior derecho tenemos cómo actualmente está vigente este traslape contra las asignaciones de exploración y las dos asignaciones de resguardo.

Para la AR-0449 actualmente solamente se tiene el Paleoceno Superior y para la Asignación AR-0450 se tiene la edad de Cretácico Medio, Cretácico Inferior. Se pretende del lado derecho ver la propuesta que ahora se fusionan las dos asignaciones en superficie y en profundidad las asignaciones de exploración cedan las profundidades del Eoceno Medio, el Cretácico Superior para el polígono A, que es el color azul. Y para el polígono B, que es en color rojo, se ceda la edad del Cretácico Medio.

Como conclusión traemos que con base en toda la información que remitió la SENER vemos que esta información es consistente con las reservas consolidadas al 1 de enero de 2022 y también es de notar que toda la infraestructura que tiene actualmente las dos asignaciones van a quedar contenidas en este nuevo polígono que proponen, así como quedar la propuesta de esta inclusión de las dos formaciones tanto del Cretácico como del Eoceno para la formación Tamabra del Cretácico Medio, va a tener un impacto en el Plan de Exploración que actualmente se tiene aprobado para la Asignación del Campo Waya. En este sentido, porque hay un prospecto de exploración que se tenía ahí que es el pozo Acomi-1EXP, el cual el asignatario ha manifestado que ya no va a realizar este prospecto y por él tienen que modificar el Plan de Exploración.

En lo que corresponde a la Asignación del Campo Waya, no se identifica que tenga algún impacto en el Plan de Exploración. Lo que corresponde al impacto de los programas operativos anuales, dado que es una asignación de resguardo, estos tendrían que actualizarse en el mes de diciembre conforme a los lineamientos que tenemos de planes. Y recordemos que esto es únicamente indicativo para la Comisión. No se necesita alguna aprobación, solamente la actualización anual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como resultado del análisis presentado, se propone al Órgano de Gobierno emitir la presente opinión respecto a la modificación del Anexo 1 referente a la ubicación del área de asignación del Título de Asignación AR-0449-Campo Presidente Alemán, mismas que resultan técnicamente factibles. Es cuanto Comisionados, quedamos atentos para sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Fabian Mayo Salinas por su presentación. Tienen la palabra los Comisionados, la Comisionada. Solamente me atrevo respetuosamente a recordar que tenemos una urgencia.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo la única pregunta es no se tiene que modificar la otra Asignación dado que se va a modificar la Asignación del Campo Presidente Alemán. Se tendrían que modificar las dos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. FABIÁN MAYO SALINAS.- Se tendrían que modificar las dos. En ese sentido, bueno, ahorita la opinión de la SENER, bueno, la solicitud versa en que solamente se va a enfocar a la unificación de las dos y posteriormente tendrían la otra modificación.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias, es todo.

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Un comentario muy rápido en la página 3. Se hace una nueva reestructura, pero el Paleoceno Superior ya no aparece del lado derecho. Pues no hay ninguna oportunidad, se elimina esa.

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

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

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Pues al no haber más dudas ni preguntas al respecto, ruego a la Secretaria someterlo a votación.

Handwritten mark: 0.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHEM.- Sí. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6 de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso b) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 del Título de la Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán, en los términos del documento presentado. 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 el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.E.86.005/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió Opinión Técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1, del Título de la Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán, en los términos del documento presentado.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:18 horas del día 24 de noviembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Octogésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2022 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

OAK-TREE



SAFETY



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

9.