



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:13 horas del día 14 de marzo del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Octava Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0157/2019, de fecha 13 de marzo de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio terrestre Valeriana-1 de la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A10.CS/2017.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Buenas tardes doctora, buenas tardes Comisionados. Bueno, en la presentación que les traemos les queremos dar algunos detalles de la presentación del plan que nos hace el contratista Pantera Exploración y Producción 2.2 referente al contrato de esta Ronda 2.2 en el área 8 y ahora vamos a ver algunos detalles. Como siempre, pues basamos este análisis en la normativa aplicable. En este caso pues la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores, el Reglamento Interno de la Comisión y por supuesto los lineamientos que regulan el proceso, además de las cláusulas que establecen también la obligación de la presentación del plan y situaciones asociadas con el contenido nacional y transferencia tecnológica. Esa es la parte digamos normativa que seguimos y que revisamos que se cumpla.

En el mapa que ustedes ven a la derecha con rojo está el polígono que representa esta área contractual que es el área 8. Como ven ustedes, al Sur contigua a esa misma área está el área 9 del mismo contratista de la misma Ronda y al occidente de estas áreas contractuales hay dos asignaciones de petróleos mexicanos, exploratorias. Estamos en la parte, como ven, quizá no se había de todo claro, pero estamos en esta zona de Tamaulipas. Ahora vamos a ver un poco más de detalle. Ahora, lo que les quiero decir es el proceso administrativo que hemos seguido está iniciado en septiembre cuando el contratista ingresa el Plan de Exploración para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

su análisis. Después hicimos una prevención, hicimos varias reuniones de trabajo en el periodo de septiembre a octubre, se hizo la atención a la prevención. Después en diciembre declaramos la suficiencia para poder ya iniciar el trámite del dictamen y todavía de diciembre para acá recibimos tres alcaldes, el último alcance lo recibimos el 1 de marzo y bueno, estamos aquí ahora para poner a su consideración el dictamen del Plan de Exploración.

Como les mencionaba, estamos en la zona de Tamaulipas, en el Estado de Tamaulipas particularmente, a 40 km al sur de San Fernando y al norte de Soto la Marina a 64 km aproximadamente. Esto dentro de la provincia petrolera de la Cuenca de Burgos. Como se observa en el mapa, en el mapa estas líneas que se ven rectas es la información sísmica 2D que se encuentra y estos polígonos que están achurados con estas diagonales es la información sísmica 3D que está en el área. Entonces hay como antecedente está información que ya se recogió y además hay dos pozos exploratorios perforados que se alcanzan a ver aquí que están hacia el oriente del área contractual. Estos pozos son de los 80 y los 90 del siglo pasado digamos, entonces son pozos relativamente antiguos. El área contractual cubre una superficie de 416 km aproximadamente y su elevación sobre el nivel de terreno es muy baja, es una zona costera básicamente.

Entonces dentro de la cadena de valor nos encontramos en la fase de evaluación del potencial petrolero y hacia la incorporación de reservas. Ahora vamos a ver por qué hay algunos pozos que se van a perforar. Entonces el objetivo del plan justamente es comprobar esa existencia de los hidrocarburos que pudieran existir en dos objetivos geológicos particularmente, uno en el Oligoceno Superior y uno más en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. En ambos, en el área contractual, no hay experiencia de producción, por lo tanto, estamos en esta fase de evaluación del potencial que era lo que les mencionaba y además pues se va a evaluar la continuidad del proceso exploratorio en otras zonas del bloque digamos. Es importante mencionar entonces que el Programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Trabajo considera el Programa Mínimo por 4,500 unidades y además un incremento en este Programa de Trabajo de 26,800 unidades, de manera que el Plan de Exploración considera 31,710.64 unidades que supera la meta que se establece en el contrato.

Entonces respecto a las actividades que se van a realizar dentro de este plan está la información geofísica que se comprará al Centro. Una vez que se tiene esa información pues se acondiciona y se reprocessa. Se va a hacer procesamiento sísmico de AVO, obtención de atributos especiales y la reinterpretación una vez que se haya procesado esta información sísmica. Respecto a los estudios exploratorios que se harán, está la evaluación de los recursos prospectivos naturalmente, los VCD de cada uno de los prospectos que se están planteando que en este caso son tres. Como ustedes ven en el mapa, hay uno al Norte, otro aquí en la zona central y otro en la zona Sur. En este caso todos están hacia la zona occidental del bloque. Se harán los análisis de laboratorio tanto en las rocas como los fluidos que se obtengan de las perforaciones y la construcción de los modelos sedimentarios de facies, además de los modelos estáticos y en todo caso pues documentar los descubrimientos que se tengan que ojalá sean todos.

Respecto de los prospectos entonces les mencionaba que son tres: Kokone-001EXP que está al Norte, Naku-001EXP al centro y Chuch-001EXP que está al Sur. Tanto Naku y Kokone que son los que están al Norte, su objetivo geológico es del Oligoceno Superior. En el caso de Chuch que es el que está al Sur, el objetivo geológico es Jurásico Superior Kimmeridgiano. Les había dicho que son esos dos objetivos que se plantea explorar digamos con estos pozos en esa área. Por supuesto las profundidades son variables de acuerdo a esos objetivos y aquí están los recursos que se esperan encontrar o que es lo que ha estimado el contratista ahora con la información que tiene. Las probabilidades geológicas son relativamente moderadas, entonces porque hay información digamos de la parte occidental del bloque con pozos, no existe, solamente hacia la parte oriental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En las siguientes láminas vamos a ver algunos detalles de cada uno de estos prospectos. El Naku que es el prospecto que queda justamente en el centro del área tiene como objetivo comprobar entonces el Oligoceno a esta profundidad aproximadamente 1,267 metros con un pozo vertical en una elevación del terreno de 43 metros y se espera como hidrocarburo gas seco. Entonces es esta condición justamente, aquí está la parte del Oligoceno Superior, aquí está la cima del objetivo y la base del objetivo como se observa pues están yendo a comprobar esta anomalía que ellos observan en la información sísmica.

El prospecto Kokone que es el que vamos a ver en la siguiente es un prospecto que también va al mismo objetivo digamos geológico del Oligoceno Superior. También es un pozo vertical, en este caso es un poco más profundo, se espera aproximadamente 500 metros más. Aquí está en la sección sísmica ustedes pueden ver esta trayectoria y aquí está la cima y la base del objetivo. También están siguiendo estas anomalías, nada más que en este caso están buscando comprobar la existencia en este bloque. Como ven aquí, ya hay una característica estructural un poco más intensa, entonces ese sería el objetivo. También en este caso el hidrocarburo esperado es gas seco.

Para el caso del prospecto que está en el Sur que es el pozo Chuch o el prospecto Chuch, aquí el objetivo geológico es completamente distinto. Van a rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Esto hace que la profundidad entonces sea bastante más grande, prácticamente el doble de los anteriores. La profundidad programada de este pozo que sería vertical es de 4,800 metros verticales justamente. Irían a comprobar la existencia de hidrocarburos en la formación San Andrés. También se espera que haya gas seco. ¿Por qué el Jurásico Superior? En este caso Kimmeridgiano es prospectivo en el área. Si recuerdan, en el mapa que veíamos la localización de estos bloques, justamente en las asignaciones que están al occidente de estos bloques hay unos campos que son Lerma, Malta. Esos campos justamente tienen producción de gas seco en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Entonces pues es una buena



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

correlación digamos la que están teniendo hacia esta parte. Es una de las hipótesis digamos que se están persiguiendo.

Ahora, en la siguiente ustedes van a ver el detalle del cronograma de actividades que presenta el operador. Como les decía, hay actividades planteadas para geofísica que es la adquisición de los datos al Centro, su acondicionamiento, el procesamiento. Después está la perforación de los pozos. En esta perforación de pozos quizás por eso se ve este brinco aquí, porque acá están los diseños de los mismos en estas primeras etapas y después se considera la infraestructura de perforación para llegar a la perforación de estos. Como ven aquí, pues la barrita del prospecto Chuch pues es mucho mayor porque el pozo es más profundo. Derivado de las perforaciones que se estén dando, pues se estarán dando algunos estudios, se estarán realizando estudios de los análisis de resultados de la perforación, la actualización de los modelados geológicos, del modelo petrofísico por supuesto y en su caso pues la caracterización inicial de yacimientos, los modelos estáticos y la evaluación económica. Estos digamos no es detallado este cronograma para fines de presentación porque van desencadenándose conforme se van dando las perforaciones, pero en el tiempo se van arreglando digamos. Y finalmente, pues en caso de éxito exploratorio pues habrá una conceptualización de la infraestructura necesaria para llevar a cabo la producción en el futuro. Entonces esas son las actividades que llevaría a cabo el contratista vistas en el tiempo.

En esta lámina ustedes ven lo que hace referencia a las unidades de trabajo. Como veíamos hace un momento, hay un Programa Mínimo de 4,500 unidades y un incremento de 26,800 que nos da una suma de 31,300 unidades por contrato. Y, ya les mencionaba hace un momento, la meta que considera este plan supera esos 31,300. Aquí está el desglose de acuerdo con la toma de información, particularmente registros, núcleos, presiones, además de las perforaciones mismas en cada pozo y aquí se ve lo que revisamos que las unidades de trabajo efectivamente cubren con lo que está plasmado en el contrato. Adicionalmente, al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

revisar estas unidades de trabajo también vimos los programas asociados. Como ustedes saben, tenemos que ver que hay un Programa de Cumplimiento de Contenido nacional, lo revisamos con la Secretaría de economía. La Secretaría de Economía nos mandó un oficio dándonos su opinión en donde ellos dicen que cumpliría el contenido nacional. Respecto del Programa de Transferencia Tecnológica también recibimos el oficio de la Secretaría de Economía, dándonos su opinión favorable respecto del programa que presentó el contratista. Asimismo, en contraparte con la Agencia de Seguridad y Protección al Medio Ambiente, también revisamos que el contratista tuviera su CURR y lo que nos dice la ASEA es que efectivamente se le asignó al contratista una CURR en noviembre de 2017. Hay que recordar que este contratista pues tiene varios contratos y por lo tanto ya tiene esa CURR activa.

En la siguiente ustedes van a ver el desglose de las inversiones. Como ven, todas las subactividades están descritas en general, geofísica, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías y seguridad, salud y medio ambiente. Cada una de ellas tiene las inversiones que se consideran para este periodo de exploración. Destaca por supuesto la perforación de los pozos ya que al ser tres pozos es la actividad más importante respecto de la inversión. Se lleva 14 millones de los casi 20 millones de dólares que se invertirían, 14 millones de dólares estarían para los pozos, haciendo un 71% de la inversión, eso es lo que destaca. Se revisó que las inversiones estuvieran dentro de los rangos de referencia que se hacen.

Entonces tomando en consideración la información que les presentamos y el análisis que se hizo, pues como conclusión tenemos que las actividades que propone el operador – en este caso Pantera – pues permitirán por supuesto acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo. Además, la estimación de recursos que presenta para estos tres prospectos pues se observa atractiva digamos respecto del éxito que pudieran tener. Vimos que la aplicación de las técnicas, metodologías, son adecuadas de acuerdo a la etapa de la cadena de valor en la que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

encuentran y, como vimos, pues también hay una inversión cercana a los 20 millones de dólares y se cubre con las unidades de trabajo que considera el contrato. Por lo tanto, entonces traemos a ustedes este dictamen en donde vemos que el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable y sometemos a su consideración la aprobación de este Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRIRA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRIRA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, el plan que nos presentan está bastante agresivo en el sentido de que hay mucha actividad. Hablo positivamente. Este operador se ha caracterizado por ese tipo de planteamientos, siempre ir a más de lo que se le exige dentro del contrato. Estamos hablando de 26,800 unidades de trabajo adicionales a las que se les exigen. Bueno, pues felicitar el que haya operadores como este que están buscando el potenciar el valor de los hidrocarburos en las áreas contractuales y que también vayan rápido para tener producción. Y dado que este es un yacimiento o es un área contractual que contiene gas, pues con mucho más énfasis hay que hacer la felicitación porque estamos deficitarios en gas en México. Es el comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRIRA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, podría hacernos el favor de leer la propuesta de acuerdo.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.18.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.18.001/19

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, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A8.BG/2017.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio terrestre Valeriana-1 de la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Buenas tardes nuevamente doctora, Comisionados. Bueno, este Programa de Evaluación del descubrimiento de Valeriana considera ya las actividades posteriores al descubrimiento que se tuvo en este yacimiento Valeriana-1. Entonces ahorita van a ver cuál es la lógica que está presentando el operador que en este caso es Petróleos Mexicanos para llevar a cabo la evaluación de ese descubrimiento. Entonces es un planteamiento bastante interesante y un poco en línea con lo que decía el Comisionado Martínez hace un momento, también considera bastante actividad. Entonces, si me lo permiten, el ingeniero Ricardo Trejo que es el Director General Adjunto de la Dirección General, nos va a hacer la exposición para ver los detalles de esto.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Bueno, traemos a su consideración lo que es la modificación al Programa de Evaluación del descubrimiento de Valeriana. El fundamento legal es lo que está dispuesto en el transitorio sexto del Decreto de Reforma, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los lineamientos y lo referente al Título de Asignación es un elemento y condición quinto y décimo octavo. Siguiendo por favor.

Esto es un poco para ubicarnos dónde estamos. Bueno, en esta parte en el Programa de Evaluación estamos ya en la etapa de caracterización y delimitación. Un poquito para ponernos en contexto. El año pasado se aprobó en esta Comisión el Programa de Evaluación para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descubrimiento Valeriana, en el cual lo que se aprobó en ese momento fue una prueba de alcance extendido en el pozo Valeriana-1, así como una perforación en este caso de un pozo delimitador y bueno, y su estudio de caracterización inicial. Ahora lo que consiste esta modificación pues es adicionar pozos. Ahora van a adicionar ellos la perforación de cuatro pozos más el que tienen pendiente que es ahorita el Valeriana-1DEL y seis pruebas de producción de alcance extendido y a la mitad de lo que serían las perforaciones van a hacer una actualización de su modelo de caracterización y el final van a hacer esa calibración de lo que es la caracterización inicial y la delimitación de ese yacimiento. En la siguiente por favor.

Un poco de los antecedentes. Pues las actividades, este descubrimiento se ubica dentro de la asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10. Se llevaron a cabo diversas actividades con las cuales el operador llegó a la documentación del prospecto Valeriana, el cual se perforó el 5 de diciembre del 2016 y concluyó actividades el 19 de agosto del 2017, resultando pues productor en el play Jurásico Superior Kimmeridgiano. Aquí es importante comentar que en el Cretácico cuando se llevó a cabo la perforación del Valeriana-1 se tuvieron manifestación de hidrocarburos, pero sin embargo no fue posible tomar información ya sean núcleos, MDT o alguna prueba. Entonces ahorita también en estas actividades se va a ver que hay también enfocadas para corroborar el potencial y los volúmenes asociados a lo que es el Cretácico.

Esta es la relación cronológica del proceso de revisión. Recibimos el Plan el 14 de diciembre, se tuvieron dos alcances de información y bueno, se llevó a cabo la elaboración del dictamen técnico y estamos ahora aquí en esta fecha para presentarlo aquí ante ustedes. En la siguiente por favor. El objetivo general pues va a ser la adecuada evaluación de la estructura geológica completa del descubrimiento Valeriana, esto a través de la realización de seis pruebas de presión-producción de alcance extendido y la perforación de cuatro pozos con objetivo de evaluación y un delimitador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esta es la ubicación de lo que es el área de evaluación, dónde se ubica aquí el pozo Valeriana-1, el cual se localiza a 21 km al noreste de Villahermosa dentro de las Cuencas del Sureste. El tipo de trampa es de estilo estructural. La roca almacén en el play Jurásico es de dolomías y packstone dolomitizado y bueno, como ya les mencioné, la formación productora es del Jurásico Superior Kimmeridgiano. El tipo de hidrocarburo que encontró fue de gas y condensado de 47.8 grados API. El área de toda la asignación pues son 860 km². La siguiente por favor. Los estudios que se han realizado y que se realizaron derivados de este descubrimiento pues fueron estudios de cuencas, estudios de plays, estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos y bueno, la perforación y la caracterización. En la siguiente lámina por favor.

Es para que puedan ver cómo quedo perforado el pozo Valeriana-1, el cual tuvo una trayectoria tipo "J" y resultó productor en esta secuencia de aquí que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Los datos pues ya se los mencioné. Los gastos en este caso para este pozo por un estrangulador de 5 16", tuvo gastos superiores a los 1,200 barriles con un gasto de gas de 2.5 millones de pies cúbicos diarios. En la siguiente por favor. Estas son las actividades del programa adonde viene la perforación y terminación de los pozos Valeriana-2, Valeriana-3, Valeriana-4, Valeriana-5 y el Valeriana-1DEL.

COMISIONADA ALMA AMÉRIRA PORRES LUNA.- A ver, yo tengo ya una duda existencial aquí. O sea, tenemos un pozo delimitador que ya fue aprobado y ahorita lo que estoy entendiendo es de que nos están proponiendo cuatro pozos más a qué, para qué.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Tres con la finalidad de darle mayor certidumbre a lo que es el Jurásico Superior Kimmeridgiano evaluando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero van al mismo objetivo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, van al Kimmer.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Están entre el descubridor y el delimitador que ya se había propuesto?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, ahorita vamos, en una imagen viene la ubicación de los prospectos, aquí precisamente. Este es el Valeriana-1 y la ubicación de los pozos es aquí está el Valeriana-2, el Valeriana-3, el Valeriana-4 que van al Kimmer y el Valeriana-1DEL. El Valeriana-5 está en esta posición, pero ese va a...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al Cretácico.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Así es, al Cretácico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces nada más, bueno, a lo mejor voy a plantear de otra manera. ¿Por qué los están llamando 1, 2, 3, 4 y no delimitadores? Sería mi primera pregunta.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, ellos en este caso quisiera plantear lo que como pozos ellos mencionan evaluación, de que van a ir evaluando, porque hay diferentes riesgos en la parte de lo que sería la calidad de la misma roca almacén. Ellos mencionan que en esta parte para lo que es el Valeriana-2.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Si quieres mejor te dejo terminar y ya al final me contestas porque creo que es posterior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- OK. Bueno, esas son las actividades generales que se tiene. Ya mencioné lo que son los pozos que se van a perforar, las pruebas de alcance extendido que se van a realizar a cada uno de ellos incluyendo el Valeriana-1 y bueno, se va a hacer la construcción de oleogasoductos. En este caso, el primero que va hacia la Batería Sen y otro que se tiene entre el pozo Valeriana-1 y el Valeriana-1DEL. La siguiente.

Esas son las actividades, ese es el cronograma de las actividades en donde primero vienen con la parte de la infraestructura, la cual ya están llevando a cabo. Posteriormente, viene la perforación del pozo Valeriana-2 y Valeriana-3. Vendrá después la perforación del pozo delimitador 1DEL y empezarán las pruebas de alcance extendido en el pozo Valeriana-1, Valeriana-2, Valeriana-3. Posteriormente, viene la perforación del pozo Valeriana-4 y Valeriana-5 con sus respectivas pruebas de alcance extendido. Y, por último, pues van a hacer ellos los sentidos integrales para tener bien la caracterización y la delimitación del yacimiento. La siguiente por favor. Bueno, aquí la perforación de los prospectos, la ubicación de los cinco prospectos en este caso y el objetivo pues es el de investigar la columna de los yacimientos tanto el Cretácico como en el Jurásico y reducir la incertidumbre dentro de las categorías en cuestiones de la reserva, lo que sería la aprobada, la probable y la posible y evaluar la continuidad del yacimiento. Vamos a la siguiente por favor.

Este es un panorama semi regional de lo que es la estructura de lo que es el campo Valeriana, donde tenemos como referencia el Valeriana-1 y el 1DEL. Las actividades se van a llevar a cabo, los pozos 2 y 3 y el 4 estarán en estas zonas para posteriormente venir a hacer lo que es el delimitador. Los riesgos que están aquí asociados pues es a la presencia de la sal y también cómo puede afectar a la calidad de la roca almacén tanto en espesores porque en algunos de los prospectos que se van a perforar se tiene una disminución en la columna. Entonces el espesor y luego que están pegados a algunos cuerpos de sal podría tener alguna afectación en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la calidad. Este es lo que es los datos del Valeriana-1DEL que bueno, el objetivo primordial es al Jurásico Superior Kimmeridgiano. La profundidad es de 5,600 metros, el objetivo también va a ser un MDT en lo que es en el Cretácico y el objetivo es a 4,387 y el objetivo del Jurásico es a 4,817. Ahora, de aquí quiero hacer una pausa y ceder la palabra a la maestra Guadalupe Manzo Martínez con la venia de la Comisionada Alma América para que ella nos explique por favor lo que son las pruebas de alcance extendido, así como la medición de los hidrocarburos que se obtendrán de las pruebas de alcance extendido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniera Manzo, por favor.

DIRECTORA DE SOPORTE GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO, INGENIERA GUADALUPE MANZO MARTÍNEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Voy a continuar con la presentación. El operador tiene consideradas seis pruebas de alcance extendido, cinco son para los pozos que ya tiene programados perforar y terminar y una es reactivando el pozo descubridor Valeriana-1. Los objetivos de estas pruebas es evaluar el comportamiento de la producción en los yacimientos de Cretácico y Jurásico, delimitar el yacimiento, bueno, delimitar ambos yacimientos, validar las propiedades de la formación, las cuales se obtuvieron durante la perforación del pozo descubridor Valeriana-1. También tiene como finalidad o como objetivo reclasificar reservas, determinar la conductividad hidráulica de ambos yacimientos, estimar la capacidad de flujo y con base en esto poder determinar si el descubrimiento es comercial o que sirva de insumo para poder realizar el futuro Plan de Desarrollo en caso de que fuera un descubrimiento comercial. La que sigue por favor.

El operador considera tres escenarios durante las pruebas de producción de alcance extendido. Primeramente, va a realizar una apertura para limpieza del pozo y posteriormente va a realizar o va a fluir por tres diferentes estranguladores el hidrocarburo. Si el pozo fluye de manera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estable, se comienza con las actividades de las pruebas de alcance extendido. En caso de que no fluya, el operador considera realizar una inducción y con ello verificar si de esta forma ya puede fluir de manera estable el pozo. Si no, tendría que realizar una estimulación para ver si con esto puede fluir de manera estable y poder continuar con las pruebas de alcance extendido. Para los tres escenarios, es necesario que el pozo fluya de manera estable y con esto poder continuar o poder comenzar con estas pruebas de alcance extendido. En caso de que no llegase a fluir el hidrocarburo de la forma como se tiene estimada, tiene tres opciones en las cuales se toman muestras y se cierra o se taponan los pozos. La que sigue por favor.

Este es un diseño tipo para las seis pruebas que se van a realizar, lo que había dicho inicialmente. Primero, se va a hacer una limpieza del pozo, se va a fluir la producción a la Batería de Separación Sen y una vez que se haya hecho la limpieza del pozo ahora sí se va a fluir un total de 96 horas, pero dos periodos de flujo de 94 horas fluyendo por dos diferentes estranguladores, uno de un 1/4", otro de 5/16" y un último periodo de 48 horas para fluir con un diámetro de 3/8". Una vez que se realice este flujo que es lo que podemos ver aquí, se va a hacer un cierre de 24 horas en donde se va a realizar el análisis de productividad del pozo y se tendría que determinar la presión inicial del yacimiento y, con base en estos resultados, se comenzaría o se tendría el diseño que previamente habíamos visto para saber si fluye o no fluye para poder fluir el pozo. El operador tiene considerado fluir por un periodo mínimo de 182 días por un diámetro de estrangulador de 3/8" que fue el último que se fluyó en un periodo de 48 horas. La que sigue por favor.

La producción estimada diaria de gas y condensado que tiene el operador – valga la redundancia – estimada, para los pozos que van al objetivo de Jurásico va de entre 1,422 a 1,500 barriles por día. Para el caso del gas, va o tiene una producción diaria estimada de 15 millones de pies cúbicos diarios. Esto es para el caso de los pozos que van al objetivo de Jurásico. Para el pozo, en realidad el único pozo que va al objetivo de Cretácico que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es el Valeriana-5, tiene considerado una producción de condensado de 1,622 barriles por día mientras que la producción promedio estimada de gas es de 9.1 millones de pies cúbicos diarios. Cabe resaltar que el valor de la producción que tienen los pozos que van a Jurásico es muy acorde con los resultados que tuvo la prueba de producción en el pozo descubridor Valeriana-1. La que sigue por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿No tenemos por ahí la composición de los condensados que están sacando?

DIRECTORA DE SOPORTE GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO, INGENIERA GUADALUPE MANZO MARTÍNEZ.- Sí, sí la tengo. Nada más.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ahorita lo investigamos doctor.

DIRECTORA DE SOPORTE GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO, INGENIERA GUADALUPE MANZO MARTÍNEZ.- Ahorita se la proporcionamos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y ya que están en eso, también la del gas. Gracias.

DIRECTORA DE SOPORTE GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO, INGENIERA GUADALUPE MANZO MARTÍNEZ.- Ahora, con respecto a la medición de hidrocarburos que se van a hacer para las pruebas de producción que son en un periodo de 96 horas hablando de las horas acumuladas en el primer periodo de flujo, la producción va a venir de los pozos tanto del delimitador como los que se encuentran en la plataforma de Valeriana-1 donde se encuentra el pozo descubridor. Van a ir hacia un separador portátil que es un separador trifásico con una presión de separación en alta de 34 kg/cm² y aquí se va a hacer la separación del condensado con respecto del gas. Una vez que el gas es separado se hace una medición por un medidor – valga la redundancia – tipo placa de orificio y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

condensado pasa a través de un medidor tipo turbina. De ahí se pasa a una segunda medición, pero en presión baja que es de 7 kg/cm². Igual aquí lo que se trata es de separar el hidrocarburo, más bien el gas que queda todavía disuelto acompañado del condensado. El gas nuevamente es separado, pasa por el medidor y se envía al quemador. El condensado pasa también nuevamente por un medidor tipo turbina y se va hacia un tanque de almacenamiento. Estos tanques de almacenamiento tienen una capacidad de 80 m³. Una vez que está en este tanque, lo que va a pasar es que se va a hacer una medición para verificar que sea congruente con las mediciones previas y, una vez que se haya hecho esta medición, se manda a una bomba de inyección en donde se va a incorporar al oleogasoducto que lo va a llevar a la Batería de Separación Sen, pero esto es solo para el caso de las pruebas en donde se fluye previamente 96 horas. La que sigue por favor.

Para la medición que ya se va a hacer para las pruebas de alcance extendido, de realizarse, aquí tenemos ya un medidor. Bueno, la producción o la mezcla va a ir del árbol de válvulas va a pasar a un medidor multifásico. Una vez que se haya hecho la medición se va a reincorporar al conductor de 10" que se tiene programado construir para que se lleve a la Batería de Separación Sen. De ahí en la Batería de Separación Sen va a haber una separación del condensado con el gas. El gas va a ser separado y va a ser bombeado hacia las Estaciones de Compresión Cunduacán y Samaria II para posteriormente bombearlo hacia el Centro de Procesado de Gas Cactus. Con lo que respecta al condensado, el condensado se va a ir hacia la Batería de Separación Oxiacaque, la Batería de Separación Íride y por último al Centro Procesador Palomas. Este es el punto fiscal, el Centro de Comercialización Palomas y el Centro de Procesado de Gas Cactus son los puntos de medición fiscales para ambos tipos de hidrocarburos. La que sigue por favor.

En conclusión, las actividades planificadas por el operador dentro de este Programa de Evaluación básicamente recaen en la caracterización de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimientos, determinar la geometría, determinar la delimitación y conductividad, reclasificar reservas y determinar si el yacimiento, más bien los descubrimientos, son comerciales. Algo que hay que resaltar es que estos diseños son preliminares y dependiendo de las actividades durante su ejecución o cómo se vayan realizando, estos diseños podrían ajustarse. Asimismo, es importante resaltar que el operador una vez que concluya con estas actividades de evaluación deberá presentar un informe de evaluación a la Comisión en su momento cuando concluya y esto deberá de estar apegado a la normativa aplicable. La que sigue por favor. Por nuestra parte sería todo, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniera Manzo. ¿Algún comentario Comisionados? Yo quisiera terminar mi comentario de inicio. A ver, en principio yo quisiera decir que es una propuesta en donde se está dando digamos un plan en donde nos están diciendo que quieren modificar su Plan de Evaluación para hacer un número determinado de pozos para ponerlos a producir. Y bueno, de alguna manera pues se ha dicho en múltiples ocasiones que es muy importante para el Estado tener producción temprana en algunos yacimientos. Sin embargo, aquí yo dije me conflictúa porque el problema es de que traemos un plan en evaluación pero que parecería que ya tenemos todos los elementos que podría estar en desarrollo. ¿Y por qué lo estoy diciendo así? Si nos vamos a las conclusiones.

¿Cuál es el objetivo de un Plan de Evaluación? Delimitar desde luego el yacimiento y llegar a determinar unas reservas para poder decir si es comercial o no el área. Y para eso vamos a certificar nuestras reservas, ¿no? Entonces aquí pues toda la exposición fue que van a hacer sus pozos 2, 3, 4, 5, o sea, 2, 3, 4 cuando menos para reclasificar las reservas. Pues quiere decir que ya están certificadas y ya saben que es comercial porque ya tienen su reserva 1P, 2P y 3P. Entonces como que ya pasamos la etapa de evaluación desde mi punto de vista, eh, o sea, cuando menos con lo que ustedes expusieron. Entonces y ahí está en las conclusiones. O sea, aunque dicen que van a hacer la caracterización, la geometría del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimiento y la delimitación, pero dice que van a reclasificar las reservas en sus categorías probable y posible. Entonces pues quiere decir que ya sabemos que es comercial, cuando menos es lo que pusieron ustedes.

Hay un pozo solamente, bueno, hay dos, uno que es el delimitador que ya estaba aprobado y hay un pozo que va a ir al Cretácico que quizá hasta es exploratorio, porque van a ir a probar un yacimiento que no está descubierto. Pero de ahí todos los demás van a ir al mismo objetivo que ya está descubierto y que ya tiene reservas según lo que están mostrando. Entonces y los van a poner a producir, o sea, básicamente, ¿no? Esta la infraestructura – lo que entiendo – para producir, que es lo que hemos dicho. El doctor Martínez lo ha mencionado varias veces que, entre más rápido se pongan a producir los pozos, es bueno. ¿No? Sin embargo, a mí por eso dije me conflictúa porque dice que está en evaluación, que se van a reclasificar las reservas a otras categorías, que eso es lo que se hace finalmente en el desarrollo. O sea, en el desarrollo lo que se hace es precisamente poblar el yacimiento de pozos para reclasificar la reservas y hacerlas a reservas 1P que es lo que vemos normalmente en los Planes de Desarrollo. O sea, aquí no está tan, digamos el plan que nos presentan no está tan documentado como un Plan de Desarrollo, pero estamos en un punto intermedio. Entonces digo, por eso estoy muy conflictuada en esta parte porque yo en principio yo la pregunta que les haría es hay reservas o no hay reservas. O sea, el operador presentó reservas ya y si hay reservas yo quisiera preguntar si estamos en un Plan de Evaluación de acuerdo a la cadena de valor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Ahorita le pasamos los datos que mostró el operador en su Plan de Evaluación o en su programa, en la modificación. Pero me gustaría ir un poquito más atrás justo por lo que comentaba. Efectivamente la reserva que está presentando el operador es una reserva que está categorizada en las tres categorías. Podemos ir por favor al mapa donde se ve, es más adelante. Hay un mapa donde se distinguieron dónde estaban los pozos, más adelante por favor. Ahí,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

donde se distingue justamente tres colores que no son tan azarosos. El área verde tiene la reserva probada, el área amarilla, este amarillo más intenso, tiene la reserva probable y la reserva posible es la que está con naranja. Entonces el concepto que nos presenta el operador es ante la incertidumbre que mencionaba justamente el ingeniero Trejo respecto de las características de la roca almacén, por eso es que la reserva probada quedó solamente asociada al primer pozo, al Valeriana-1. Entonces los pozos que van a seguir perforando serán para reclasificar la reserva de este descubrimiento. ¿Por qué? Porque si bien es cierto que la reserva ya está contabilizada hacia toda la estructura, este límite es un límite convencional. No se tiene realmente un flujo estimado de lo que pueda haber lejano a ese Valeriana-1, por eso es que estos otros pozos van a ir comprobando que efectivamente esta reserva probada se puede extender hacia acá.

Recordemos que si bien es cierto el concepto de reserva hasta la reserva 3P podría ser económica, en realidad lo que se debe considerar como algo verdaderamente económicamente viable es la reserva probada. Entonces si quisiéramos pasar esto a un Plan de Desarrollo, lo único que podría pasar a un Plan de Desarrollo es el área verde, siendo que estructuralmente y desde el punto de vista geológico pareciera que esto pudiera ser más grande. Ese pareciera ser más grande, pues habría que comprobarlo y es justamente el concepto que está proponiendo el operador con estos pozos, tratar de pintar de verde pues al menos hasta donde llegan estos primeros cuatro pozos y el delimitador al estar ya bastante más lejano pues entonces digamos estaría buscando la extensión hacia el borde sur. Entonces un poco lo que quiero expresar es que, si bien es cierto que pareciera que esto está yendo a una fase como de desarrollo inicial, pues también el área es muy grande. Estamos hablando de un área de 45 km², entonces cuando esto llegara a su desarrollo, si es que todo se pinta de verde, pues los pozos van a ser muchísimos más. Entonces la infraestructura también está en construcción, no hay infraestructura ahorita para producción, para llevar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esto a la producción no existiría toda la infraestructura necesaria. Se está construyendo la infraestructura que se utilizaría justamente para las pruebas de alcance extendido, entonces un poco y no sé aquí ya tienen algunos datos de los que vienen.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, si me lo permite doctora nomás para añadir un poco más de lo que el Maestro Rodrigo está explicando. Efectivamente, si recuerdan cuando trajimos aquí el caso Hokchi, el caso Eni en Amoca, yo les decía que era la primera vez que veíamos que un campo se delimitaba de verdad con varios pozos para reducir la incertidumbre. Ahora Pemex este es el primer campo que yo creo que Pemex está delimitado de la manera mejor posible por la profundidad primero de los pozos y la profundidad sobre todo del play del Jurásico. Parte de lo que les explicó efectivamente el maestro Rodrigo, la incertidumbre en cada uno de los colores que son las reservas pues cada vez es mayor. O sea, la incertidumbre en verde es menor por supuesto que la de amarillo y esta a su vez que este color ocre por el tipo de reserva. Entonces de la manera que lo están haciendo creo que es una forma de ir reduciendo esta incertidumbre. ¿Por qué? El principal play es el Jurásico.

Si vemos, no sé si podamos ver la línea sísmica por favor y hacerle un zoom nada más para ver la incertidumbre desde el punto de vista de información sísmica tan grande que se tiene ahí. Y si hacemos un zoom aquí por favor a esto para verlo un poco mejor. Exacto, ahí. Gracias. Si vemos la parte, a ver, ¿quién tiene? Permítame, permítame. La secuencia que el pozo cortó aquí sísmicamente nada más a partir de esta línea de color azul que es el Jurásico, sísmicamente básicamente se ven dos reflectores grandes. Vean cuántos reflectores se ven a partir de esta línea azul acá. Esto y además todos los acñamientos que geológicamente se ven aquí, esto el cambio que hay de aquí a acá se puede interpretar desde el punto de vista geológico con esta información sísmica de que hay un cambio lateral de variación muy grande y que las propiedades de la roca pueden variar. Entonces creemos que este Plan de Evaluación va a ir con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

precaución perforando pozos para ir viendo este cambio tan drástico que puede ser lateralmente. Entonces desde mi punto de vista de evaluación doctora creo que sí es un Plan de Evaluación dado el riesgo a los casi 5 km y casi 6 km de profundidad del play Jurásico. El play Cretácico es otra cosa, es fracturas, etc. Pero eso sería aunado a lo que ya el maestro Rodrigo explicó.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Entonces nada más como conclusión yo pediría que en la resolución pusiéramos que no los pongan 2, 3, 4, sino que los pongan como delimitadores.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, de hecho doctora viendo los lineamientos, cuando ellos... Vamos a anotarlo por supuesto, pero aun cuando venga la autorización por parte de ellos tenemos que decirles que deben de llevar la acotación DEL, delimitador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero desde aquí. O sea, si nosotros estamos considerando que esos van a ser delimitadores, perdón, con toda la explicación se las aceptó y muy buena, sin embargo, cualquier campo petrolero, cualquier yacimiento tiene reservas 1P, 2P y 3P. O sea, jamás, jamás se tiene un yacimiento únicamente con reserva 1P para poderlo poner a producir. ¿No? O sea, digamos no necesariamente voy a ponerlo, sino pues entonces nada más tendríamos la clasificación de reservas en todos los yacimientos que están en Plan de Desarrollo como reserva 1P. Entonces digo, la explicación fue muy buena y se las acepto, sin embargo, para los que nos están viendo digamos todos los yacimientos deben de tener o tienen en su mayoría reserva 1P, 2P y 3P y el objetivo de un Plan de Desarrollo es ir reclasificando las reservas en el desarrollo mismo del plan. ¿No? Entonces digo, creo que por la explicación que nos dieron pues se las acepto que puede ser dentro de su Plan de Desarrollo, pero pudo haber sido también en su plan, en su Plan de Evaluación digo, pero pudo haber sido también es un Plan de Desarrollo. Sin embargo, digamos, aceptando que ustedes los revisaron



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de esa manera, pues no pasa a reserva si no se marca ya como comercial. Uno de los principios para que sean reserva es que sea comercial. Entonces y uno de los principios para que se dé un informe de evaluación es marcar la comercialidad. Entonces como que estamos un poco en contradicción, pero sin embargo acepto, nada más que marquen entonces los pozos como delimitadores. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- La nomenclatura, sí, por supuesto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo un comentario. Estoy leyendo aquí lo que dicen los lineamientos. Dice, "el operador petrolero debe asignar el nombre del campo y también de cada pozo que este contenido en él, seguido de un número consecutivo y las tres primeras letras del tipo de pozo que lo caracterice. Este identificador es independiente de la nomenclatura requerida por la Comisión para identificar y clasificar a cada pozo de acuerdo a su ubicación y a su estado inicial y final respectivamente". Lo que el día de hoy planteemos tiene que ser general para todos los demás operadores en diferentes campos. Entonces si estos están dentro de la etapa de exploración no tendrían que ser EXP o tendrían que ser DEL. ¿Cómo es que vamos a pedirles a los operadores que lo hagan? Porque están en la etapa de exploración. La parte de evaluación es parte de la exploración. Entonces en un momento dado podemos tener campos que tengan seis pozos exploradores. ¿Eso es como lo queremos? ¿Cómo es que lo queremos manejar? Yo estoy de acuerdo con el comentario, nada más que tendríamos que ser homogéneos con todos los demás y generalmente se perfora un explorador, un delimitador y después los otros van evaluando, pero en este caso también vamos a pedirle al operador que le ponga también delimitadores, que todos esos se llamen delimitadores. Esa es la propuesta, ¿verdad doctora?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que normalmente así se hace.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no siempre lo hemos planteado así para todos los casos, pero digo, si lo vamos a hacer desde ahora pues que sea general para todos los que vienen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos si nosotros revisamos los antecedentes, a reserva que ustedes me corrijan, cuando es un delimitador sean 2, 3, 4, 5 delimitadores, normalmente exponen 1DEL, 2DEL, 3DEL. O sea, y así lo han hecho tanto el operador Pemex como los operadores diferentes a Pemex. Y la diferencia es de que últimamente digamos el explorador le ponen 1EXP, pero aquí normalmente Pemex le pone 1. O sea, digamos sí hay una diferencia, pero el delimitador sí siempre le ponen DEL.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque aquí se llama Valeriana-1, no Valeriana-1EXP que es como los lineamientos dicen que debe ser.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero los delimitadores siempre han sido DEL, eh.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, digo, pero los lineamientos tienen que cumplirse para todos. Entonces nada más para la cuestión de homogeneidad.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Perdón. Es que ese pozo se dio antes de los nuevos lineamientos de pozos, por eso es que todavía se fue como Valeriana-1.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Este fue perforado en 2017, descubrió en agosto de 2017.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, comenzó en el 2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, antes de los lineamientos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Así es, antes. Y esto también le aplica un poco a la cuestión de la certificación de reservas. Ahora ya para que puedan tener esa certificación pues ya lo que mencionaba la doctora, tienen que cumplir con eso. Pero en su momento, como le aplicaban los lineamientos antiguos, pues el operador sí dio aviso como que es una certificación de ese volumen que tiene ahí en el subsuelo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Definitivamente es una cuestión administrativa, es una cuestión de lineamientos, hay que hacerlos que se cumplan, no más que también hay que tener cuidado entonces en la forma como van perforando los pozos. No vaya a ser que perforen el 4 antes de 3 porque entonces el 3 ya no podría ser delimitador. Hay que cuidar eso. Porque eso es lo que estamos complicando con el hacer que se cumpla el lineamiento.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- De acuerdo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Bueno, quisiera agregar justo por lo que dice doctor. Ese fue uno de los puntos que discutimos con el operador justamente porque en alguna propuesta la perforación de pozos quizá no tenía esa secuencia, entonces fue algo que discutimos con ellos y les dijimos justamente que tenía que tener esa secuencia porque si no después un pozo ya no iba a ser delimitador y ahora esta última propuesta tiene esa lógica justamente.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Yo quisiera comentar sobre la pregunta del doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- La composición de los gases. En este caso la cromatografía que se obtuvo va desde metano hasta los hexanos. O sea, tiene mayor porcentaje de metano.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En qué porcentaje.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Ah, los valores. Ah, OK. Metano de 63%, etano de 9%, propano de 6% y sub butano de 2%, butano de 3%, pentano de 2% y pentano igual de 1.7%, hexano de 2% y ya otros en muy pequeño porcentaje.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ese es el gas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí. Esa es la cromatografía con la que contamos hasta el momento.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero es el gas, es el gas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Así es, así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y el condensado?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Condensado no tengo el dato ahorita doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK. ¿Me lo mandan después? ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí, claro que sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro? Si, por favor doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, sí, me confundí con el Valeriana-5. El Valeriana-5 le van a tener que poner EXP porque ese va a Cretácico. Entonces ahí no sé como cuál sería el planteamiento, ese no es DEL.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es que el Cretácico ya fue evaluado a través de registros cuando menos en el pozo 1 y manifestaciones de hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿sí notificaron descubrimiento?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que esa es la complicación administrativa, ver cómo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Nada más fue para la cuestión del Jurásico, perdón. En el Cretácico pues se tuvo la manifestación de hidrocarburos como señala el doctor, la evaluación petrofísica nos muestra un posible yacimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿pero es interpretación a nosotros?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Del operador. Del operador, es su interpretación. Y por eso con este pozo quiere darle la certidumbre y poder hacer las pruebas que no realizó.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es exploratorio. Sería el descubridor, ojalá verdad sea el descubridor, entonces EXP. Ahora, ¿también se tendría que llamar Valeriana? Es otra cuestión administrativa, no sé, es otro yacimiento. ¿Pero se llama Valeriana?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, porque está dentro de lo mismo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Digo, el campo es Valeriana, pero el yacimiento no necesariamente tiene que ser el mismo. Digo, ¿qué dicen los lineamientos? Si estamos en la cuestión administrativa. ¿Se puede o no se puede?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, claro, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, este es un campo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Digo, son cuestiones administrativas, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no es administrativo. Esto sí es técnico. Es un campo que tiene dos yacimientos, o sea, porque el yacimiento no está fuera del mismo campo. O sea, el campo esta aquí y desde el Valeriana-1 podría haber la probabilidad de que hay y aquí se va a confirmar en la parte.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero por ejemplo en Cantarell, Cantarell arriba es Cantarell y abajo es Sihil.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque está en otra estructura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es la misma, solo que está más abajo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es una cabalgamiento, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Es un cabalgamiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces bueno, cuándo sí, cuándo no. ¿Qué dice el lineamiento? O sea, el planteamiento es qué dice el lineamiento.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE PLANES DE EXPLORACIÓN, RICARDO TREJO RAMÍREZ.- En otras ocasiones lo que ha pasado es de que no quieren arriesgar el pozo por el diseño que ya traen y si pruebas en un horizonte más somero dejas el objetivo por el que iba a ser primordial, en este caso pues era el Kimmer. Dado que en esta asignación se tiene el campo Terra, se tienen otros campos y el play principal pues es ahí en el Jurásico Superior. Entonces pues ahorita lo que se espera es poder tomar MDT o las pruebas de producción que corroboren ese potencial ahí en el Cretácico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, porque finalmente ese que va al Cretácico, que ojalá no, ¿verdad? Si no termina en el Cretácico bien, pues lo van a poner arriba. Entonces va a ser DEL o va a ser EXP. ¿No? Todo depende de los resultados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay que ver los resultados, pero en principio podría ser de mayor potencial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo creo que lo que queda claro es que lo que no sería correcto es que se llevaran a cabo actividades de desarrollo para la extracción al amparo de un Programa de Evaluación mediante pruebas de alcance extendido. Eso creo que sería la conclusión de toda esta muy rica discusión. Si la complejidad geológica le queda de muestra pues fehacientemente al área técnica que ese no es el caso, pues yo creo que nadie tiene inconveniente. Y después evidentemente hay que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ser cuidadosos con la denominación de los pozos con base a los lineamientos y para adelante, pero creo que el apunte de la doctora es muy valioso pues porque ciertamente podría cualquier operador – insisto, al amparo de su Programa de Evaluación – justificar la no presentación de un Plan de Desarrollo para la extracción y hacer extracción. Creo que eso nada más hay que tenerlo ustedes, como seguramente lo tienen pues, muy claro y si hay y el sustento técnico-geológico para afirmar que eso no es así, pues adelante; con independencia de las reservas, porque ciertamente pues en cualquier campo hay estas tres categorías de reservas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciada Rocío.

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Si me permite Comisionada, en atención a sus comentarios únicamente precisar que en los términos que está planteada la resolución se especifica que el operador deberá de atender lo lineamientos en materia de perforación de pozos. Podemos ser específicos respecto a la nomenclatura e identificación de cada uno de los pozos que estamos aprobando en atención a este Programa de Evaluación si ustedes están de acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario. Tenemos en forma genérica dos planes, el Plan de Exploración y el Plan de Extracción y el Plan de Exploración pues trae ahí varios eventos dentro de la cadena de valor. El último de ellos es precisamente delimitar y evaluar para posteriormente tener un Plan de Desarrollo. Pero creo que es bien importante dejar claro que la extracción de los hidrocarburos no necesariamente tiene que estar dirigida específicamente al Plan de Extracción. Un pozo exploratorio, si están las condiciones adecuadas en el campo, podría empezar a producir. O sea, no tiene ningún problema por lo que se acaba de comentar. En general, cuando son campos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

están alejados de infraestructura no se pueden empezar a producir porque hay que construir todas las instalaciones superficiales de producción y no se sabe de qué tamaño van a ser. Hasta que no tengo la evaluación del yacimiento es que las empiezo a construir. En esos casos los pozos exploratorios, los pozos delimitadores, no se ponen a producir y se hacen pruebas de alcance extendido porque no hay cómo evacuar esa producción. En el caso de yacimientos que están cercanos a cierta infraestructura, es posible hacerlo. En el caso de por ejemplo no convencionales los primeros pozos les llamamos pozos exploratorios y hasta que no tengamos bien definido cuál va a ser el diseño de la estimulación, co-estimulación que se le va a hacer a los yacimientos no convencionales, lo estamos planteando como exploración, pero empezar a producir a partir del primer día que terminaron de hacerse. Entonces creo que eso es importante dejarlo claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Y precisamente en los planes que se vieron la aprobación en la sesión pasada, ya está de manera explícita esta parte que le estamos llamando producción temprana. Si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva nos podría leer la propuesta de acuerdo.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.18.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio terrestre Valeriana-1 de la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.18.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracciones XI y XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio terrestre Valeriana-1 de la Asignación AE-0060-2M-Mezcalapa-10.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva explicó a los Comisionados que los temas II.3 y II.4 eran similares y su única diferencia es que correspondían a distintos contratos.

Por ello sugirió que se desahogaran al mismo tiempo y los acuerdos se presentaran a consideración por separado. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para tal efecto, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al licenciado Joshua Gamboa Dardón, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Con su permiso, muchas gracias Comisionados. Únicamente para hacer una pequeña introducción de lo que vamos a ver y de manera muy general, este tema se trata de una asociación de empresas en áreas que ya fueron previamente licitadas y adjudicadas. Esto es una práctica internacional ya reconocida que conlleva el fortalecimiento tanto del contratista como las garantías de cumplimiento hacia el Estado. En este punto veremos que en los contratos de Eni y Lukoil en diferentes áreas, pero de la Ronda 2.1, se hacen un swap de los intereses de participación. ¿Qué quiere decir esto? Que están cediendo Eni el 20% de sus intereses de participación en el área contractual 10 y Lukoil y el 40% de sus intereses de participación a Eni en el área contractual 12. Con esto quiere decir que, si bien el contrato estaba en forma individual, se convertirán a contratos de manera de consorcio, entrarán Eni y Lukoil a los otros contratos, pero se mantendrán siendo los operadores quienes ya actualmente forman parte del contrato y son los operadores en estos contratos. Si me lo permiten, cedería la palabra a la licenciada Chantal Rosas que conoce el tema de fondo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciada Rosas, por favor.

DIRECTORA DE ACTOS Y PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS, LICENCIADA AIDDE CHANTAL ROSAS REZZA.- Gracias Director, Comisionada, buenas tardes. Empezando con la presentación, ponemos a su consideración la suscripción de los primeros convenios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificatorios del contrato CNH-R01-L01-A10.CS/2017 y CNH-R02-L01-A12.CS/2017. En virtud de que son contratos de la misma Ronda y de la misma licitación, los datos generales se muestran en la pantalla de la siguiente manera. Fecha efectiva 25 de septiembre del 2017. Respecto del área contractual 10 Cuencas del Sureste, el único operador y contratista es Eni México, S. de R.L. de C.V. y por lo que hace al área 12 Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. La modalidad de los contratos es producción compartida cuya vigencia es de 30 años.

El 29 de enero del 2019 Eni solicitó la autorización a esta Comisión para llevar a cabo la cesión del 20% de sus derechos u obligaciones del contrato, es decir, de su interés de participación a favor de Lukoil. Tal como se muestra en la diapositiva, de autorizarlo esta Comisión, los intereses de participación quedarían de la siguiente manera. Eni continuando en su carácter de operador con el 80% y Lukoil con el 20%. Por otra parte, el 28 de enero del 2019 Lukoil solicitó la autorización de esta Comisión para ceder el 40% de sus derechos u obligaciones a favor de Eni respecto del área contractual 12 quedando, como señalé hace un momento, como se muestra en la diapositiva Lukoil continuaría siendo el operador con el 60% de interés de participación y Eni el 40%.

Respecto del marco contractual en la cláusula 25.1 de ambos contratos, se prevé que para ceder ya sea la totalidad o una parte de los derechos u obligaciones del contrato se deberá de contar con autorización previa y por escrito de la Comisión, la cual tomará en consideración, entre otros, los criterios de precalificación. Por otra parte, la cláusula 25.4, uno de los efectos de la cesión al ser parcial, deberá de contar con el compromiso del potencial cesionario de ser obligado solidario de la fecha efectiva. Por último, la cláusula 28, cualquier modificación o renuncia del contrato deberá de realizarse por acuerdo por escrito entre la CNH y el contratista.

Tal como señalé anteriormente, deberán de tomarse en consideración los criterios de precalificación, los cuales en su carácter de no operador son los siguientes. La capacidad legal, es decir, cumplir con el artículo 31 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Ley de Hidrocarburos, la no inhabilitación para contratar con la Comisión, es decir, no estar en uno de los supuestos previstos en el artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos y la procedencia lícita de sus recursos acorde con las bases de licitación.

Ahora bien, de conformidad con la información presentada de los contratistas y conforme al apoyo de la Dirección General de Licitaciones A y la opinión favorable de la Unidad de Inteligencia Financiera de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, tanto Lukoil como Eni cumplen con estos requisitos de no operador. Ahora bien, realizarían unas consideraciones para estas cesiones y es que las presentes cesiones no afectan las capacidades técnicas, de experiencia y financiera del contratista en virtud de que tanto Eni como Lukoil continúan siendo los operadores de esas áreas contractuales, la 10 y la 12 respectivamente. Estas cesiones no implican un cambio de control corporativo ni de gestión ni del de control de las operaciones y tanto Eni como Lukoil cumplen con los requisitos de precalificación de no operador. Por lo anterior, en el proyecto de resolución, una por cada área contractual, se propone como primer punto autorizar la cesión del 20% del interés de participación de Eni en favor de Lukoil del contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, la autorización de la cesión del 40% del interés de participación de Lukoil a favor de Eni del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, la instrucción de la suscripción de los primeros convenios modificatorios de los contratos, la instrucción de la sustitución de las garantías de cumplimiento y la notificación de la resolución a las partes interesadas y a las autoridades competentes. Por último, la inscripción de la resolución en el Registro Público de la Comisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciada Rosas. ¿Algún comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos podría leer, hay dos propuestas de acuerdo, ¿verdad?

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.18.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.18.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones II, letra h., XI y XIV, 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 interés de participación y se instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A12.CS/2017. NMR.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.18.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del interés de participación e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras, CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.18.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones II, letra h., XI y XIV, 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 interés de participación y se instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:30 horas del día 14 de marzo de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Décima Octava Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva