



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:13 horas del día 1 de marzo del año 2018, 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, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Primera Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.0166/2018, de fecha 28 de febrero de 2018 y, 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.

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 se aprobó en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de puntos de medición provisionales, relacionados con el Área Contractual Cárdenas Mora.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de puntos de medición provisionales, relacionados con el Área Contractual Ogarrio.
- II.3 Instrucción de firma de los Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en las Áreas Contractuales Terrestres Cárdenas-Mora y Ogarrio.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de puntos de medición provisionales, relacionados con el Área Contractual Cárdenas Mora.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva, Comisionados, Comisionado. En este punto les traemos a su consideración el dictamen provisional de la migración de la asignación A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora de la licitación CNH-A3-Cárdenas-Mora/2017 y los puntos de medición para estas áreas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Un poco de antecedentes. El fallo de esta licitación se publicó en el DOF el 17 de octubre en el que se establece que el área contractual 3 Cárdenas-Mora fue adjudicada a la empresa Cheiron Holdings Limited. Esta área contractual tiene una superficie de aproximadamente 168 km² y consta de dos campos maduros, Cárdenas y Mora como es el nombre, cuyos yacimientos productores corresponden a las formaciones principales Jurásico Superior, Cretácico Inferior para ambos campos y Plioceno Superior para Cárdenas. El hidrocarburo principal es aceite volátil y entre ambos campos existen un total de aproximadamente 112 pozos, de los cuales 89 se encuentran en Cárdenas y 23 en Mora.

El Programa Provisional que se presenta tiene una vigencia de 12 meses a partir de la fecha efectiva del contrato durante este programa. El objetivo del programa – como hemos estado comentando en las últimas sesiones – es dar continuidad operativa a la producción de los campos citados, así como la toma de información, mantenimiento de las instalaciones y equipos, realizar estudios de integridad mecánica, así como establecer la línea base ambiental y la evaluación de impacto social.

Se presenta también a su consideración la aprobación para los puntos provisionales de medición para cada uno de estos campos. Quisiera pasar la palabra al jefe de Unidad de Extracción, el maestro Mena, si es posible que nos pueda explicar con un poco más de detalle estos puntos que he comentado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Por supuesto Comisionada, muchas gracias Comisionados. En lo que se reestablece la imagen de pantalla voy a ir haciendo una descripción y ahorita complementamos con las imágenes que traemos para este Plan Provisional que incluye – como bien lo mencionaba – los puntos de medición provisional. Y que con relación cronológica el licitante ganador presentó la solicitud para la aprobación de este Plan Provisional el 27 de diciembre. El 9 de febrero el licitante ganador atendió la prevención solicitada de la CNH incluyendo la respuesta de ASEA sobre el Sistema de Administración de Riesgos. Y durante este periodo hasta el día de hoy se ha realizado la evaluación y el dictamen del Programa Provisional que en este momento le presentamos. Ya está reestablecido en pantalla. Esta es la relación cronológica. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El marco normativo se fundamenta en el artículo 24 de los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. Y básicamente indica que los operadores deberán someter a aprobación de la Comisión una propuesta de Plan Provisional cuando se soliciten alguno de los siguientes procesos. En este caso, el que está señalado cuando se presenta, se pretenda migrar un título de asignación a un contrato.

Y con respecto al marco normativo sobre los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, artículo 42, el operador debe presentar una propuesta de punto de medición provisional a efecto de iniciar o continuar la producción respectiva cumpliendo los cuatro incisos que estoy señalando en este momento, que es la identificación, ubicación, designación del responsable oficial y el mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo y es precisamente sobre lo que vamos a presentar el siguiente análisis.

Comentaba la Comisionada ponente algunas de las características del área contractual. Solamente quiero complementar. Está en el área de Tabasco y efectivamente son hidrocarburos, aceite volátil de 40 grados API y actualmente se encuentran productores 8 pozos en Cárdenas y 4 en Mora. Y esta es la ubicación geográfica del área contractual, el Estado de Tabasco, Cárdenas.

Con respecto al objetivo del programa y en referencia a la actividad de desarrollo, se tiene presentada la siguiente actividad. Voy a hacer mención solo de lo más relevante que es la reinterpretación sísmica con detalle. Recuerden es un programa de 12 meses, entonces en estos primeros 5 meses se va a realizar la reinterpretación sísmica, el procesamiento y reprocesamiento de datos sísmicos y la caracterización geológica-petrofísica de yacimientos. También vale la pena destacar la construcción de instalaciones terrestres y marinas. Básicamente aquí se instalarán los medidores. Y finalmente la implementación y seguimiento que es la parte de yacimientos. Perdimos imagen, ahorita se reestablece. Y en la parte de actividad de producción que es la siguiente, aquí vale la pena destacar en este cronograma de 12 meses la realización de la pruebas de producción que en total son 462 y que incluyen obviamente para pozos cerrados y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operando: cromatografías, análisis de corrientes de formación y aforo. Por eso se ve una cantidad considerable.

Es importante de igual manera resaltar el mantenimiento y operación de las instalaciones de producción que básicamente se incluye el mantenimiento de equipo dinámico y válvulas de inyección de VN, que es el mecanismo que actualmente se utiliza en el área. Hay una parte de inspección de ductos que se refiere a precisamente en este periodo hacen una revisión, una inspección de la integridad mecánica de los mismos. Y en la parte de seguridad, salud y medio ambiente se revisa la atención de fugas y derrames, es parte del proceso de revisión y mantenimiento que se realiza.

Si pasamos a la siguiente lámina podremos ver el pronóstico de producción de aceite asociado a este Programa Provisional. Las primeras áreas son la parte histórica. Pusimos aquí un año para que vean cuál es el perfil de producción que se tenía y del lado derecho está lo previsto para el Programa Provisional de 12 meses. La parte más oscura vendría a ser el pronóstico de aceite de Cárdenas y la parte verde claro superpuesta es pronóstico de producción Mora.

Como podrán ver, este campo trae una producción pues al cierre del año del orden de los 5,000, 4,500 barriles y este es el perfil de producción que presentan en su Programa Provisional. Hay un pequeño incremento puesto que está considerado el perfil de producción del Mora-25 y entonces cuando se presentó el programa de producción se consideró esta actividad y ese es el perfil que están ofreciendo para iniciar con 5,500 más o menos barriles por día al inicio de los 12 meses del Programa Provisional. Y de manera similar en el programa de producción de gas este es el perfil de un año (2017) y este es el perfil propuesto en la parte de gas. Como podrán ver, anda del orden de los 17 millones de pies cúbicos por día de gas. Perdón, regrésate tantito. La Gp del programa es alcanzar los 200 millones de pies cúbicos en este Programa Provisional, que es lo que muestra la línea negra del lado derecho.

Con respecto a inversiones y gastos de operación, se estima una inversión total de 58,437,611 distribuido en actividad y sub actividades. En la parte de actividad petrolera es el 6.5%, 3.83 millones de dólares, y esta es la distribución en la parte general, la parte geofísica, construcción de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instalaciones y la parte de seguridad, salud y medio ambiente que es el 6.5% del total. Y en la actividad petrolera, que es donde está el mayor porcentaje, son 54.6 millones de dólares. Y la componente de la gráfica que está en color verde es el 79% y está relacionada con la operación de instalaciones de producción. Aquí lo que vale la pena destacar es que el 64% de este pie – que representan unos 37 millones de dólares – se refiere al gas seco para VN. Están considerando hacer una inyección en promedio de 2.5 millones de pies cúbicos y ese es el monto de la actividad petrolera que lleva el mayor rubro. Si, por favor.

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor.

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Nada más esta parte que estamos viendo de inversiones y gastos de operación forma parte del Programa Provisional o es un desagregado como un programa de gastos autorizado por la Comisión? Lo pregunto porque creo que todos los programas que nosotros aprobamos o mejor dicho todos los planes traen un programa anual de trabajo y un presupuesto asociado. Creo que en el caso del Programa Provisional es el único que no trae un programa asociado, en razón de que cuando aprobamos el primer programa de trabajo – ¿sí? – por excepción y creo yo que de forma incorrecta aprobamos de manera retroactiva. De tal forma que la Comisión ya no tiene posibilidad de autorizar o no autorizar algunos gastos ya específicos que se realizaron, ¿sí? Sino únicamente reconocerlos, porque no puede aprobarlos como presupuesto, sino reconocerlos como gastos hechos. No sé si me puedan explicar esta parte de este punto en específico. Si se trata, si estamos aprobándolo o es nada más referencial.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- ¿Me permiten?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, por favor Director General.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Comisionados, nada más para entrar en contexto, es un Contrato de Licencia. En ningún momento vamos a aprobar presupuesto,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ya que serán indicativos conforme a este tipo de contrato. Entonces esto nada más es igualmente de referencia para tener conocimiento sobre los gastos y erogaciones que realizará el contratista y poder evaluar de manera pues integral el Plan Provisional.

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Esa debió haber sido mi primera pregunta, si era Contrato de Licencia o Contrato de Producción Compartida. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, gracias. Pero muy oportuno, porque precisamente lo que se busca es ver la razonabilidad de todo el proyecto y lo que sí cuidamos es cuando encontramos como en este caso que mencionaba: ¿Por qué la actividad tiene una producción tan grande en este proyecto de 12 meses? Y ya nos explican, "es que se utiliza el gas de VN y ese lo tienen que pagar y es el monto mayor, ¿no?"

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- A usted. En conclusión, la siguiente por favor. Gracias. En conclusión el Programa Provisional presentado permite o se visualiza que es capaz de dar continuidad operativa al área contractual y obviamente se recomienda utilizar la información de estudios y lo que mencioné que se va a realizar durante el año para maximizar el factor de recuperación en el futuro Plan de Desarrollo que presenten.

Durante la vigencia de este programa de sólo 12 meses se plantea que se puede incrementar el factor de recuperación de aceite en 0.01% y el de gas en 0.21%. Asimismo, se plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido y la medición se llevará a cabo con base en el acuerdo realizado entre Pemex Exploración y Producción y el licitante ganador que son los puntos que vamos a ver ahorita. Recuerden que tenemos que revisar los puntos de medición igualmente. Y la estrategia de comercialización de hidrocarburos pues será con el cliente Pemex como vamos a ver a continuación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces me sigo con específicamente la ubicación y descripción de los puntos de medición. Esta lámina no se ve claramente pero quiero destacar solamente que es parte del acuerdo de lo que voy a mencionar ahorita entre PEP y el licitante ganador y se establecen específicamente los puntos de medición. Pero en la siguiente lámina hacemos un esquema más ilustrativo donde el primer recuadro pues es el área contractual. Aquí está Cheiron como responsable. Luego está el área de Pemex. Entonces los puntos de medición que son provisionales para el aceite en Cárdenas-Mora están ubicados precisamente aquí, en la Batería de Separación Mora sería este punto y es un medidor de flujo másico coriolis. Más adelante pongo exactamente el nombre de estos puntos como están identificados y registrados en el acuerdo puesto que precisamente esto es lo que se somete a aprobación. Y hay dos medidores de flujo tipo turbina que están en el Cabezal Periférico denominado 107 y en el Cabezal Periférico 111. Estos son los tres puntos de medición donde se realiza precisamente la transferencia, se establece el acuerdo y se determina la contraprestación, siendo además el punto de medición el C.C.C. Palomas para la verificación de los balances volumétricos.

Y En el tema de gas de igual manera este es el acuerdo que se firma para los puntos de medición de gas entre Pemex y el contratista. Y en la siguiente se puede ver un diagrama donde son los puntos que mencionábamos, solo que para el tema de gas estos son medidores de placa de orificio y este para la parte de Mora está en la Estación de Compresión y la parte de Cárdenas se va a recepcionar en el Cabezal 107 y el Cabezal 111 pero con placas de orificio. De igual manera el punto de medición es C.P.G. Cactus.

Con base en los requisitos que mencioné al inicio de la presentación, la ubicación del punto de medición está descrito como lo fui relatando para Cárdenas en los cabezales de producción 107 y 111 y para el campo Mora en la Batería de Separación Mora en el tema de aceite y la Estación de Compresión Mora. La identificación de los puntos es precisamente la descripción de los tipos de medidor turbina y para gas placa de orificio. Y en este caso en Mora es un medidor másico Coriolis y a la salida de la Estación de Compresión Mora el medidor de gas tipo placa de orificio.

Los responsables oficiales fueron denominados y pertenecen a la Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. El procedimiento se presentó acorde a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tecnología y a la metodología de balance aprobada mediante la resolución CNH.E.03.002/16, artículo del séptimo transitorio. El procedimiento para la determinación es muestreo manual y análisis de laboratorio en base al API MPMS 8.1 para el muestreo de aceite y el GPA 2166-05 para el muestreo de gas. Y se recibió opinión favorable de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Derivado del análisis, se emite dictamen técnico en sentido favorable con relación al Programa Provisional de la licitación CNH-A3-Cárdenas-Mora/2017, el cual considera una vigencia de un año a partir de la fecha efectiva del contrato. Pero antes paso la palabra a la Comisionada. Comisionados, si tienen alguna duda o aclaración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad es poner a su consideración los dos dictámenes propuestos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas, ¿algún comentario? Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues a mí me parece técnicamente muy bueno lo que están presentando, el dictamen técnico. Pero quiero hacer énfasis que esto es un farmout y que Pemex tiene mucho conocimiento de estos campos. Y la ley permite ahora que se da el farmout que se tomen hasta un año, ¿no? Con el Plan Provisional. Pero lo que quisiéramos ver creo que todos los interesados, el mismo Cheiron, PEP, SENER, CNH, todos, es que pudiéramos empezar a adelantar algunas cuestiones por ejemplo que tengan que ver con la recuperación secundaria y mejorada. El campo Cárdenas durante mucho tiempo ha sido estudiado y hay un proyecto por ahí de inyección de aire. Yo no sé si sea lo adecuado. No estoy de ninguna forma diciendo que lo tengan que hacer, sino que pudieran adelantar esas pláticas que están teniendo con Pemex Exploración y Producción de tal forma de que ojalá antes de que termine el año tengamos algunas actividades que ya pertenezcan al Plan de Desarrollo.

Estos campos son bien importantes. En algún momento llegaron a producir 160,000 barriles, 160,000 barriles. Entonces estamos en una etapa de producción muy baja y precisamente lo que se requiere es revitalizarlos, lo cual significa de alguna forma incluirles energía, que es el comentario que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yo hacía de la inyección de aire. Pero pueden ser los que los operadores crean que sean más convenientes. El punto es que ojalá – y no es una obligación de ley –, pero podamos tener algo mucho antes de que termine el año como un Plan de Desarrollo. Y esos comentarios siempre los hemos hecho o los he hecho personalmente para todos los campos en donde ya hay un conocimiento. Como esto es un farmout, Pemex ya sabe cómo está. Tiene que ponerse de acuerdo obviamente con los ingenieros de Cheiron para llegar a una posible definición de cuál va a ser el Plan de Desarrollo. Entonces creo que está bien que la ley les dé un año, pero creo que pudieran adelantar mucho el traernos el programa, más bien el Plan de Desarrollo. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente para comentar y complementar el comentario que hace el Comisionado Martínez. Hay que acordarnos de que esta asociación el porcentaje de participación de Cheiron es el 50% y el otro 50% está por parte de PEP, de Pemex Exploración y Producción. Entonces en cierta manera ese conocimiento sí se puede de alguna manera transferir en este contrato. Y bueno, pues aunque sí tienen un año de este Plan Provisional y también un año para presentar su Plan de Desarrollo, sí se podría adelantar hasta un año y 180 días para poder presentar este Plan de Desarrollo que creo que es muy importante los comentarios que hizo. ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctora. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 3 de la Licitación CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017, presentado por Cheiron Holdings Limited.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.11.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora correspondiente a la licitación CNH-A3-CÁRDENAS MORA-C2/2017, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.11.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora, correspondiente a la licitación CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de puntos de medición provisionales, relacionados con el Área Contractual Ogarrio.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Con respecto al Programa Provisional de la migración de la asignación A-0244-M Campo Ogarrio, licitación CNH-04-Ogarrio/2017 y puntos de medición provisional, comento lo siguiente:

El proceso inicia el 29 de diciembre donde se solicita la aprobación del Plan Provisional. El 14 de febrero el licitante da atención a la prevención y durante este tiempo se hace la evaluación, dictamen y Programa Provisional.

Sólo para recordar, el marco normativo está bajo el amparo del artículo 24: cuando se pretenda migrar un título de asignación a un contrato se deberá someter a aprobación de la Comisión una propuesta de Plan Provisional. Y con respecto a los Lineamientos en Materia de Medición, artículo 42, se deberán cumplir los siguientes puntos:

- Identificación;
- Ubicación;
- Designación del responsable oficial; y
- Los mecanismos, sistemas o procedimientos de acuerdo con algún operador petrolero para llevar a cabo la medición.

El área contractual se encuentra ubicado en el Estado de Tabasco, Municipio de Huimanguillo. Tiene una superficie de 155.99 km². Es un Contrato de Licencia con una vigencia de 25 años. El porcentaje de participación entre Deutsche Erdoel AG es de 50% y de PEP el restante. La litología son areniscas del Plioceno Superior, Plioceno Inferior y es hidrocarburos de aceite y gas natural asociado con una densidad de 39 grados API. Tiene 247 pozos perforados, de los cuales 90 son productores.

El objetivo del Programa Provisional con relación a la actividad de desarrollo y de producción – como podrán ver – incluye actividad desde el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

primer mes sobre reparaciones mayores. Un total de 52 distribuidos como se ve en la tabla en pantalla. Reparaciones menores a lo largo de los 12 meses para un total de 24; la perforación de dos pozos y se logra terminar uno en el mes 12; construcción y tendido de ductos, que básicamente son las líneas de descargas; estudios de integridad de las instalaciones; mantenimiento de las instalaciones de producción que, repito, en esta parte se refiere al estudio, a la revisión de la integridad mecánica de las mismas.

El pronóstico de producción pusimos solamente una línea para identificar la parte histórica del 2017. Y con base en el pronóstico pues esta sería más o menos la tendencia. Aquí vale la pena destacar. Si nos fuéramos con sólo la declinación a como se venía en el momento de presentar la propuesta de plan, pues más o menos sería esta la tendencia, lo que sería la producción base. Sin embargo, la actividad que mencioné anteriormente – que bueno, a lo mejor quedó muy pequeña en esta gráfica, pero es la misma actividad de reparaciones mayores, menores y la perforación – se muestran en estas áreas. El área verde que estoy mostrando corresponde a las reparaciones mayores y luego está la parte de reparaciones menores y una pequeña parte porque entra la perforación en el último mes de un pozo. Entonces esto es importante resaltar porque aquí sí hay actividad incremental por la actividad física. Lo que decía un poco el Comisionado que cuando hay el conocimiento del área esto es lo que se esperaría, no un estudio y empezar a revisar, sino demostrar que ya hay un conocimiento previo.

En la parte del gas de igual manera esa es la línea roja. Es solamente para identificar la parte histórica. El perfil pues vendría, es un poco menos continuo pero más o menos sería representado por la primera área que es la parte base y el efecto de las reparaciones mayores, menores y perforación serían las demás franjas que estoy en este momento mostrando y que al final representan pues un repunte en el perfil de producción y una Gp que pues será del orden de los 1,600 millones de pies cúbicos.

Con respecto a inversiones y gastos. La actividad de desarrollo le representará el 23.15% de un total de 48,047,368 dólares. En esta parte lo más sustantivo se encuentra en la parte de perforación de pozos. Como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esta es la actividad de desarrollo, anotamos aquí a qué se refiere. A veces el concepto, la descripción no es tan clara puesto que la actividad de producción de pozo pues debe de estar de este lado. Entonces esta actividad se refiere a reparación de vías de acceso, servicios de barrenas, registros, cementaciones, fluidos, etc., etc. Y en la parte de actividad de producción, que es el restante 76%, esta es la distribución de las inversiones en cuanto a producción, ingenierías, construcción, los pozos. Y en la parte de operación de instalaciones, que es el 23%, pues es el mantenimiento de las mismas y estudios de integridad de pozos.

El plan contiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados con la continuidad operativa y de producción. Como pudieron ver, se tomará información, se hará algunos estudios, los cuales deben ser considerados para maximizar el factor de recuperación en el Plan de Desarrollo que se presente posteriormente. Durante la vigencia se plantea un incremento en los factores de recuperación de 0.22% para aceite y 0.73% para gas. Se plantea un aprovechamiento del 98% del gas producido y se llevará a cabo la medición con base en los acuerdos realizados entre PEP y el licitante ganador, que son los puntos que veremos a continuación.

Entonces esta lámina muestra los puntos de medición y la descripción como son establecidos en el acuerdo y para ejemplificar un poco más el esquema proponemos este dibujo donde se ve el área contractual y precisamente para el aceite el punto de medición es estática. Esto me refiero que es el tanque. En este caso son dos tanques, el TV-4 y el TV-5 que están ubicados en tándem. Están en la Batería de Separación Ogarrio 2. Y el tanque estático, el TV-1, que es tanque vertical 1 de la Batería de Separación Ogarrio. Este recuadro punteado en azul es para identificar que esta Batería queda bajo resguardo de PEP. Aunque está dentro del área contractual, esta parte en el acuerdo se queda del lado de PEP para la operación y medición tanto del aceite como del gas. Estos son los puntos entonces de medición provisional que son tanques, medición estática, y el punto de medición para aplicación de metodología de balances es en Palomas.

Y para el gas este es el esquema que se firma en el acuerdo. De manera más esquemática en la siguiente podemos ver la misma distribución en el área contractual. Aquí el punto de medición de gas es a la descarga del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

rectificador vertical y son medidores tipo cónico en la Batería de Separación Ogarrío 2 y en la descarga de rectificadores verticales igual está el medidor tipo cónico para la Batería de Separación Ogarrío 5. Y mencionaba que esta es el área que se acordó, quedará bajo resguardo de PEP. Para el gas, el punto de medición para aplicación de metodología de balance es La Venta. Adelante por favor.

Entonces a manera de resumen estos son los requisitos que se deben de cumplir. Está la ubicación de los puntos, está la identificación de los puntos de medición provisional y la descripción como se pacta en el acuerdo entre PEP y la contratista. El responsable será, estará a cargo del técnico de medición de la empresa Deutsche Erdoel de México. El procedimiento se presentó la metodología de balance y será aplicada mediante el acuerdo de medición y se encuentra aprobada. El procedimiento para la determinación y asignación de la calidad será un muestreo manual en los puntos de medición provisional y el análisis de laboratorio acreditado y aquí muestro bajo qué normas. Y tenemos la opinión favorable mediante el oficio 352-A-050 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Derivado de lo anterior, se emite un dictamen en sentido favorable con relación al Programa Provisional de la licitación CNH-A4-Ogarrío y cedo la palabra maestro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Daniel Mena. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, yo creo que es indudable que cumple con los requisitos de lo que debe tener un Plan Provisional. No solamente mantiene la producción, sino que hay un pequeño incremento. Pero quiero hacer ver varios puntos importantes de este yacimiento. Este yacimiento se descubrió hace 61 años y el pico de producción fueron 29,700 barriles. 60 años después está produciendo 6,000 barriles. Es un yacimiento que tiene un gran potencial. Actualmente la etapa de producción es la de producción primaria, no ha habido un involucramiento todavía de un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Entonces el comentario es igual al que hice hace rato. Creo que sería el momento de que pudieran tener pues muy buena comunicación entre los dos socios – Pemex y Dea – para empezar a avanzar en un Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Desarrollo que contenga algunos procesos, los que ellos crean que sean los más convenientes, para maximizar el valor. Es realmente impresionante después de 60 años que un yacimiento siga produciendo 6,000 barriles y que de alguna forma no haya tenido todo el financiamiento que se requiere que ahora lo puede tener con estos posibles contratos que la Reforma Energética le plantea o le da la posibilidad a Pemex para poder asociarse.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Bien, si no hay otro comentario, Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.11.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 4 de la licitación CNH-A4-OGARRIO/2017, presentado por Dea Deutsche Erdoel AG.

RESOLUCIÓN CNH.E.11.004/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Ogarrío correspondiente a la licitación CNH-A4-OGARRIO/2017, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.11.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13 último



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Ogarrío correspondiente a la licitación CNH-A4-OGARRIO/2017.

II.3 Instrucción de firma de los Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en las Áreas Contractuales Terrestres Cárdenas-Mora y Ogarrío.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado general Martín Álvarez Magaña, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionados, muy buenas tardes. Con relación a las licitaciones CNH-A3-Cárdenas-Mora/2017 y CNH-A4-Ogarrío/2017, relativo a Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en Aguas Contractuales Terrestres, someto a su consideración la instrucción de firma de los contratos correspondientes de acuerdo a lo siguiente.

El 17 de octubre del 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el fallo adjudicando los contratos para cada una de las áreas contractuales de acuerdo a lo siguiente: Cárdenas-Mora licitante ganador Cheiron Holdings Limited. Ogarrío licitante ganador Dea Deutsche Erdoel AG. Derivado de esto, el Comité Licitatorio solicitó a los licitantes ganadores la documentación necesaria para integrar los contratos y proceder a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

suscripción al igual que a Pemex Exploración y Producción. La información solicitada fue presentada en tiempo y forma por los licitantes ganadores y por Pemex Exploración y Producción.

Informo a ustedes que en el caso de los licitantes ganadores de ambos contratos, de acuerdo a lo establecido en el artículo 31 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, tuvieron que constituir a un vehículo bajo las leyes mexicanas para suscribir el contrato, cuyo objeto es la exploración y extracción exclusivamente. Y Cheiron y Dea como licitantes ganadores deben suscribir los contratos como obligados solidarios.

También informo a ustedes que la documentación presentada fue revisada por los integrantes del Comité Licitatorio y en términos de lo previsto en el artículo 22, fracción sexta, 24, fracción tercera, incisos a y d, del Reglamento Interno de la CNH, los contratos se encuentran revisados y validados por las Direcciones de Licitaciones y Dirección General de Regulación y Consulta. Por lo anterior, de conformidad con lo previsto en el artículo 13, fracción primera, inciso f, del Reglamento Interno de la CNH, someto a consideración de este Órgano de Gobierno la instrucción de firma de los Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos de las áreas contractuales Cárdenas-Mora y Ogarrio, de acuerdo a lo siguiente:

Y Cárdenas-Mora: contratista Petrolera Cárdenas-Mora S.A.P.I. de C.V., que será el operador, y Pemex Exploración y Producción y el obligado solidario será Cheiron Holdings Limited. En el caso de Ogarrio: contratista será Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., quien será el operador, y Pemex Exploración y Producción. Y el obligado solidario será Dea Deutsche Erdoel AG. Informo a ustedes que previo a la suscripción de los contratos los contratistas deberán entregar las garantías de cumplimiento. En el caso de Cárdenas-Mora una garantía por 8.2 millones de dólares y en el caso de Ogarrio una garantía por 5.9 millones de dólares y ambos deberán entregar garantías corporativas que soporten un monto de 500 millones de dólares.

De igual forma deberán presentar previo a la suscripción de contrato la información que se requiere para la inscripción de los contratos en el Fondo Mexicano del Petróleo. En el caso de Cárdenas-Mora, el licitante ganador previo a la suscripción del contrato deberá pagar a Pemex Exploración y Producción un monto de 166.5 millones de dólares. Lo anterior lo deberá hacer un pago inicial de 83.2 millones de dólares con la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

suscripción del Acuerdo de Operación Conjunta y previo a la suscripción de los contratos.

En el caso de Ogarrio, el licitante ganador deberá pagar a Pemex Exploración y Producción un monto total de 373 millones de dólares, de los cuales deberá cubrir con la suscripción del acuerdo de operación conjunta y previo a la firma del contrato un monto de 186 millones de dólares. El 50% restante lo deberá garantizar con una carta de crédito y cubrir a un año de haber suscrito el Acuerdo de Operación Conjunta. Esta información nos la deberá presentar para acreditar que hizo los pagos a Pemex Exploración y Producción y que garantizó el pago del 50% en ambos casos.

También se pone a su consideración de este Órgano de Gobierno designar a Pemex Exploración y Producción como tercero para llevar a cabo las actividades de la etapa de transición y pasar la estafeta al nuevo operador que será en los distintos casos Petrolera Cárdenas y Dea Deutsche Erdoel. De igual forma, en caso que se instruya la firma de este contrato, hago de su conocimiento que esto implicará la Declaratoria de Utilidad Pública en término de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Finalmente, informo a este Órgano de Gobierno que de instruirse la firma de los contratos, esta se llevará a cabo el próximo 6 de marzo, dentro de los 140 días que establecieron las bases de licitación. Eso es para la instrucción de firma que someto a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Colegas Comisionados, Secretaria Ejecutiva.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Los dos contratos están limitados en profundidad, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, los dos están limitados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más a los yacimientos que están en producción.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, están limitados. Y eso está especificado en el anexo 1 de ambos contratos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó los Acuerdos siguientes:

ACUERDO CNH.E.11.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y de conformidad con el Fallo de la licitación CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de octubre de 2017 y con el Acuerdo CNH.E.49.002/17 por el que se declaró la adjudicación del contrato del Área Contractual Cárdenas Mora, el Órgano de Gobierno, por unanimidad:

Primero. – Instruyó la suscripción del contrato de Licencia para el Área Contractual Cárdenas Mora.

Segundo. - Propuso a la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque, de conformidad con lo establecido en la cláusula 3.3, último párrafo del Contrato a suscribirse.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tercero. - Determinó que la suscripción del contrato implicará la declaratoria de utilidad pública, en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

ACUERDO CNH.E.11.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y de conformidad con el Fallo de la licitación CNH-A4-OGARRIO/2017, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de octubre de 2017 y con el Acuerdo CNH.E.49.003/17 por el que se declaró la adjudicación del contrato del Área Contractual Ogarrio, el Órgano de Gobierno por unanimidad:

Primero. – Instruyó la suscripción del contrato de Licencia para el Área Contractual Ogarrio.

Segundo. - Propuso a la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque, de conformidad con lo establecido en la cláusula 3.3, último párrafo del Contrato a suscribirse.

Tercero. - Determinó que la suscripción del contrato implicará la declaratoria de utilidad pública, en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:02 horas del día 1 de marzo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Primera Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva