CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016

Licitante Ganador: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

Diciembre de 2017

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN. 3

I.1 DATOS DEL LICITANTE GANADOR 3

I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 6

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 7

EXPLORACIÓN 7

DESARROLLO 9

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 10

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 12

III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 13

III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 15

III.6 COMERCIALIZACIÓN 16

III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 16

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 17

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 18

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO. 19

VI.1 CONSIDERACIONES 19

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN II DE LOS LINEAMIENTOS ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

VI.1.2 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 22.5, INCISO H, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, Y EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS 19

VI.2 RECOMENDACIONES 19

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 20

[redacted]

El presente dictamen se refiere al Programa Provisional del Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, presentado Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V., en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V. (En adelante, ambos referidos como Licitante Ganador) mediante escrito sin número, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 4 de octubre de 2017.

I. Introducción.

I.1 Datos del Licitante Ganador

El 14 de julio de 2017 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación CNH-R02-L02/2016, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación en comento, en el cual, se adjudicó el Contrato correspondiente al Área Contractual 5 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa denominada Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	**Área Contractual 5 - Burgos**
Estados y municipios	Tamaulipas, Reynosa – Río Bravo
Superficie	445 km^2
Tipo de hidrocarburo	Gas húmedo
Fecha de emisión/firma	08/Diciembre/2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Operadora y socios con porcentaje de participación	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. -Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (66.66%) -Sun God Energía de México, S.A. de C.V (33.34%)
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Eoceno Jackson (Campos Jabalina, Casta y Yac) / Oligoceno Vicksburg (Campos Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí) / Oligoceno Frio Marino / Frio No Marino (Campo Unicornio)
Número pozos perforados en el Área	A 2016 se han perforado un total de 33 pozos: 7 de desarrollo y 26 exploratorios
Colindancias	*Bloque 5A* Norte: Campos Reynosa, Francisco Cano, Ricos Sur: Campo Bato Este: Campos Brasil, Palito Blanco, Cruz, Escobedo Oeste: Campos Monterrey, Pinta *Bloque 5B* Norte: Campos Sultán, Kriptón, Árabe, Lomitas Sur: Campo Sigma Este: Campos Polvadera, Reynosa, Pascualito

	Oeste: Campos Capula y Estado de Nuevo León, Torrecillas, Pascualito

Tabla 1. Datos del Área Contractual.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

El Área Contractual 5 (Figura 1) se ubica en el estado de Tamaulipas, en los municipios de Reynosa y Río Bravo. El Bloque 5A, se encuentra aproximadamente a 27 km al sureste de la ciudad de Reynosa, a 16 km al sur de la ciudad Río Bravo y el Bloque 5B, está localizado en el estado de Tamaulipas, aproximadamente 15 km al suroeste de la ciudad de Reynosa. El área contractual cuenta con una superficie de 445 km² respecto a los vértices del polígono delimitador (Figura 2).

Geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. El Área Contractual se encuentra conformada por los campos Jabalina, Casta y Yac en el Eoceno Jackson, Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí en el Oligoceno Vicksburg, en el Oligoceno Frio No Marino el campo Unicornio.

Fig. 1. Ubicación geográfica Área contractual 5. Bloques 5A y 5B.
(Fuente CNH).

[redacted]

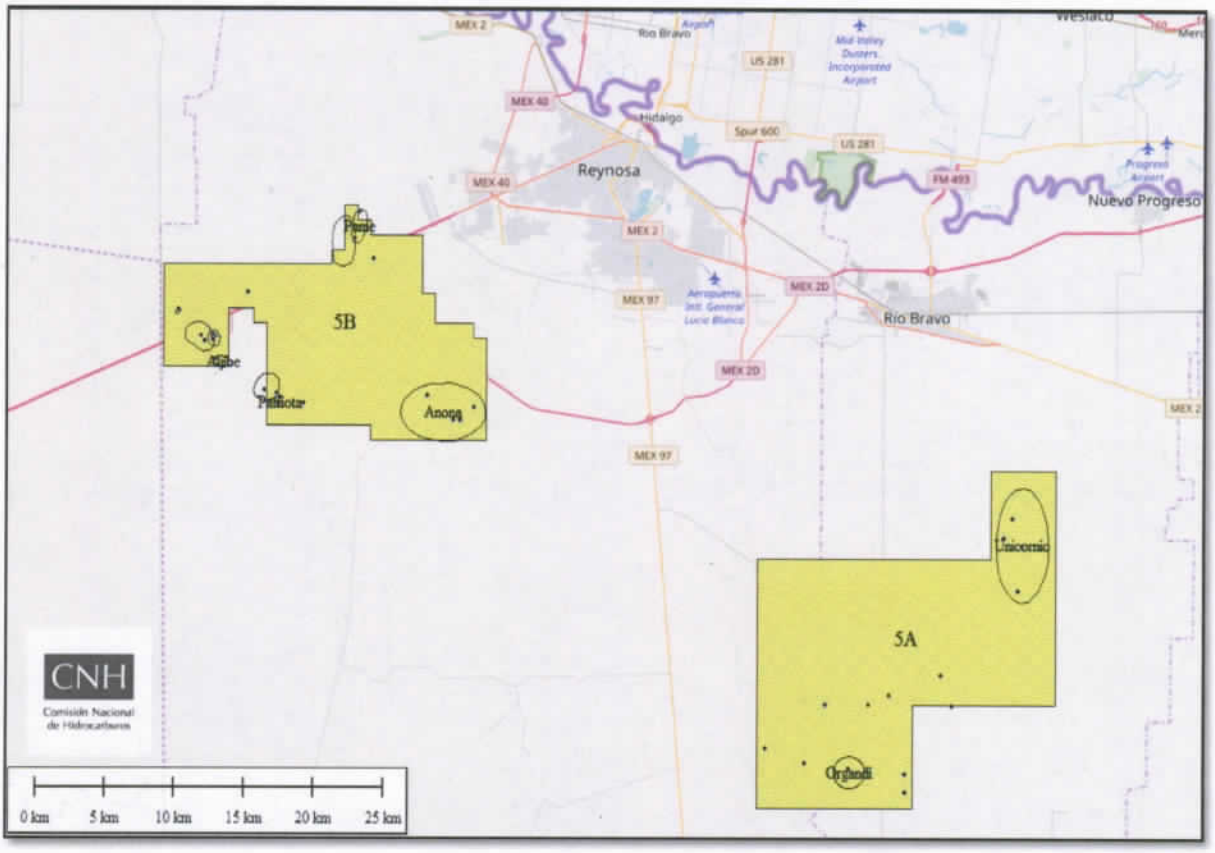

Figura 2. Localización y vértices del Área Contractual 5. Bloques 5A y 5B (Fuente CNH con datos del Licitante Ganador).

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato de Exploración y Extracción que se celebrará entre la Comisión y el Licitante Ganador.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Programa Provisional propuesto por el Licitante Ganador, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDExt) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, ambas de esta Comisión. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0057/2017 de la DGDExt de esta Comisión.

Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Programa Provisional. (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico

La evaluación del presente Programa Provisional se realizó en términos del 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* (en adelante, Lineamientos) y el Anexo 6 denominado "Guía para los Planes Provisionales", en atención a lo siguiente:

- El Programa Provisional fue presentado por el Licitante Ganador en cumplimiento al numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, el cual establece que previo a la suscripción del Contrato, los licitantes adjudicados deberán presentar un programa provisional, el cual será evaluado por la Comisión conforme a la normativa aplicable, el cual deberá incluir al menos:

    i. Una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Campo durante el primer Año (12 meses) a partir de la Fecha Efectiva y,

    ii. Definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.

- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en su artículo 24 a los Planes Provisionales

- A la fecha de adjudicación del Área Contractual, se encontraban Campos en producción al amparo de una Asignación, la cual transitará al Licitante Ganador derivado de la

adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.

- Los Programas Provisionales referidos en el numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, tienen por objeto dar continuidad operativa a los Campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Planes Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.

Derivado de lo anterior, se indica que los Programas Provisionales previstos en las Bases de Licitación y en el artículo 24 de los Lineamientos tienen el mismo objeto, es decir, lograr la continuidad operativa de los Campos en producción durante el proceso de transición de una Asignación a un Contrato, por lo que resultan ser aplicables al caso en concreto.

En consecuencia, el presente dictamen se emite con el objeto de evaluar que el Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año (12 meses) con prórroga no mayor a un tercio (4 meses) del plazo otorgado originalmente, a solicitud del operador petrolero.

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

El Área Contractual se divide en 4 formaciones principalmente: Eoceno Jackson, Oligoceno Vicksburg, Oligoceno Frio Marino, Oligoceno Frio No Marino. Dichas formaciones dan lugar a una serie de campos descritos a continuación:

Formación	Campos
Eoceno Jackson	Jabalina, Casta y Yac
Oligoceno Vicksburg	Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí
Oligoceno Frio Marino	Unicornio
Oligoceno Frio No Marino	-

Tabla 2. Campos pertenecientes al Área Contractual por formación geológica. (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Exploración

Bloque 5A

La exploración petrolera en el Área Contractual 5, específicamente en el Bloque 5A, comenzó con la perforación del pozo Exploratorio Tule-1 en el año 1951, resultando seco. Durante el período entre 1954 a 1960 se perforaron los pozos exploratorios Benito Juárez-1, Ignacio Altamirano-1 y Refugio-1A, resultando secos los 3 pozos. Posteriormente, en los años 1961, 1965, 1966 y 1969 se perforaron un total de cinco (05) pozos (Tule-2, Ignacio Altamirano-2, Mezquite-1, Refugio-2 y Liebre-1) resultando secos, improductivos o con producción de gas no comercial.

En marzo y julio del año 2000 se perforaron los pozos exploratorios Siglo-1 y Centaury-1, resultando improductivo y productor no comercial respectivamente. Para el año 2001, se perforó el pozo Unicornio-1 resultando productor de gas en la formación Oligoceno Frio Marino con un gasto de 2.44 mmpcd, pero sin posibilidades de explotación por falta de líneas de descarga en el área (nunca conectado).

Finalmente, se perforó en marzo del 2012 el pozo exploratorio Organdí-1, el cual resultó productor de gas y condensado de la formación Oligoceno Vicksburg conectado a producción en marzo del 2014.

Se resume en la tabla 3 los resultados de las campañas de exploración en las distintas épocas del Área Contractual, específicamente para el bloque 5A.

Bloque 5A	Pozo	Época	Resultado
	Tule-1, Benito Juárez-1, Ignacio Altamirano-1, Refugio-1A	1950 – 1960	Secos
	Tule-2, Ignacio Altamirano-2, Mezquite-1, Refugio-2, Liebre-1	1960 – 1970	Seco, improductivos y productor de gas no comercial+
	Siglo-1, Centaury-1, Unicornio-1	2000 – 2010	Improductivo, productor no comercial, productor de gas+
	Organdí-1	2010 - Actualidad	Productor de gas y condensado

+: Respectivamente

Tabla 3. Resultados de los pozos para las campañas de exploración por época.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Bloque 5B

El Bloque 5B, comenzó su exploración con la perforación del pozo Rio Bravo-101 en octubre de 1952, resultando productor en la formación Oligoceno Vicksburg y acumulando una producción desde 1955 a junio del 2016 de 0.614 mmmpc.

Los pozos Río Bravo-102, 103 y 104 fueron perforados en diciembre de 1952, marzo de 1953 y mayo de 1953 respectivamente, resultando el pozo Río Bravo-102 sin posibilidades de explotación por baja rentabilidad y los pozos Río Bravo-103 y 104 secos, improductivos. El pozo exploratorio Vereda-1, fue perforado en el año 1965, siendo improductivo.

En agosto del 2001, se perforó el pozo exploratorio Aljibe-1, consiguiendo resultados positivos al producir de la formación Oligoceno Vicksburg, acumulando 2.174 mmmpc hasta abril del 2008. Los pozos exploratorios Patriota-1 y Anona-1, perforados en julio y octubre del 2002, son productores de la formación Oligoceno Vicksburg. En el año 2003, se perforaron los pozos

exploratorios Casta-1 (productor en Eoceno Jackson), Pame-1 (productor en Oligoceno Vicksburg) y Beduino-1, taponado por resultar seco.

Posteriormente, en el año 2004, se perforaron los pozos exploratorios Yac-1 (con producción acumulada hasta mayo del 2015 de 0.841 mmmpc), Janambre-1 y Yunque-1 (activos a junio del 2016). Finalmente, en los años 2006 y 2009, se perforaron los pozos exploratorios Anona-101 y Palermo-1, ambos improductivos.

Se resume en la tabla 4 los resultados de las campañas de exploración en las distintas épocas del Área Contractual, específicamente para el bloque 5B.

Bloque 5B	Pozo	Época	Resultado
	Rio Bravo-101, Rio Bravo-102, Rio Bravo-103, Rio Bravo-104	1950 – 1960	Productor, baja rentabilidad, seco, improductivo. +
	Vereda-1	1960 – 1970	Improductivo
	Aljibe-1, Patriota-1, Anona-1, Casta-1, Pame-1, Beduino-1, Aljibe-2	2000 – 2004	Productores (5), Seco+
	Yac-1, Janambre-1, Yunque-1, Patriota-2	2004 – 2006	Productores
	Anona-101, Palermo-1, Patriota-3, Yac-2	2006 - Actualidad	Improductivos (3), Productor

+: Respectivamente, S/I: Sin Información

Tabla 4. Resultados de los pozos para las campañas de exploración por época.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Desarrollo

El Área Contractual 5 comenzó su desarrollo con el inicio de producción del pozo exploratorio Río Bravo-101 perteneciente al Bloque 5B en el año 1955 (perforado en octubre de 1952), a pesar de que en diciembre de 1952 se perforó el pozo de desarrollo Río Bravo-102 y en el año 1953 los pozos Río Bravo-103 y Río Bravo-104 que resultaron improductivos. Desde el año 1954 hasta el año 2002 no hubo perforación de pozos de desarrollo, hasta el 2003 cuando se perforó el pozo Aljibe-2 resultando improductivo. En el año 2004 continua el desarrollo del campo con la perforación del pozo Patriota-2, productor de la formación Oligoceno Vicksburg y se reanuda la perforación en el año 2008 con el pozo Patriota-3 (improductivo) y la perforación del pozo Yac-2, acumulando producción de la formación Eoceno Jackson.

El desarrollo del Bloque 5A inició con la producción del pozo Organdí-1 desde el 2014 y hasta la fecha ha acumulado 0.4 mmmpc.

Entre los Bloques 5A y 5B se han perforado hasta junio 2016, veinte y seis (26) pozos exploratorios, de los cuales ocho (08) están activos; siete (07) pozos perforados de desarrollo en donde uno está activo y desarrolla la formación Oligoceno Vicksburg. En cuanto a pozos cerrados, solo se tienen cinco (05) pozos (1 del bloque 5A y 4 del bloque 5B).

En el año 2003, en el pozo Patriota-1, se realizó una reparación mayor, que continuó desarrollando la formación Oligoceno Vicksburg hasta el año 2005.

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo principal del Programa Provisional para el Área Contractual 5, es dar continuidad operativa a las instalaciones existentes en los campos Jabalina, Casta y Yac en el Eoceno Jackson, Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí en el Oligoceno Vicksburg, así como un programa de toma de información en el Oligoceno Frio No Marino el campo Unicornio así como en los campos anteriormente citados para diagnosticar las condiciones actuales de los pozos, a fin de optimizar y/o reactivar la producción asociada a los pozos disponibles en el Área Contractual.

Las actividades y metas físicas que el Licitante Ganador tiene contempladas a realizar durante el periodo del Programa Provisional son las siguientes:

- Elaboración de un programa de seguridad y medio ambiente (línea base ambiental y social).
- Realización de pruebas de producción a pozos activos y cerrados del Área Contractual.
- Mantenimiento de pozos activos y equipos asociados a instalaciones de producción.
- Estudios de integridad mecánica de las estaciones de recolección de gas Organdí 1 y Sultán 2, con capacidad de compresión de gas la última.
- Toma de información (presión estática, presión dinámica).
- Estudio de integridad mecánica a los pozos (calibración) y ductos.

La secuencia cronológica que seguirá el Licitante Ganador para el desarrollo de las actividades, se concluyen los estudios de línea base ambiental y línea base social en el tercer (3er) mes después de la fecha efectiva de firma del programa. Posteriormente, se concluye en el cuarto (4to) mes los estudios de integridad mecánica de la Estación de Recolección de Gas Organdí 1 y de la Estación de Recolección y Compresión de Gas Sultán 2.

En línea con los estudios anteriormente descritos, en el cuarto (4to) mes se planea la conclusión de la toma de información de 3 pozos [ORGANDI-1, CASTA-1, PATRIOTA-1], adquiriendo información como ***Presión Estática, Presión Dinámica, Calibración y pruebas de producción***. Sucesivamente para el quinto (5to) mes [PATRIOTA-2, RIO BRAVO-101, ANONA-1], sexto (6to) mes [PAME-1, JANAMBRE-1, YUNQUE-1] y hasta el Séptimo (7mo) mes [UNICORNIO-1, ALJIBE-1, RIO BRAVO-102], se planifica el mismo volumen de conclusión de actividades de toma de información para tres pozos.

Posteriormente en el octavo (8vo) mes, se reduce el número de pozos programados para toma de información de 3 a 2 [YAC-1, YAC-2], sin embargo, se incluye un pozo no considerado anteriormente en el programa de toma de información, el pozo ALJIBE-2, el cual es inyector de agua residual y se contempla para dicho pozo únicamente calibración.

Así mismo, se ejecutarán tareas de Mantenimiento Operativo de 9 pozos históricamente activos (Organdí-1, Río Bravo-101, Anona-1, Pame-1, Yunque-1, Casta-1, Janambre-1, Patriota-1, Patriota-2) así como los equipos asociados a las instalaciones de producción desde el cuarto (4to) mes después de la fecha efectiva de firma del contrato durante toda la vigencia del programa provisional.

Con este plan de toma de información, se adquirirá la Presión Estática, Presión Dinámica, Calibración y ejecutarán Pruebas de Producción en 14 pozos, es decir, todos los pozos abiertos y cerrados del Área Contractual exceptuando el pozo ALJIBE-2, al cual solamente se le ejecutará una calibración, dando un total de 15 operaciones de calibración.

Así mismo, se ejecutarán tareas de Mantenimiento Operativo de 9 pozos históricamente activos (Organdí-1, Río Bravo-101, Anona-1, Pame-1, Yunque-1, Casta-1, Janambre-1, Patriota-1, Patriota-2) así como los equipos asociados a las instalaciones de producción desde el cuarto (4to) mes después de la fecha efectiva de firma del contrato durante toda la vigencia del plan provisional.

Sub-Actividad	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	TOTAL
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	Estudio de Línea Base Ambiental			1										1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	Estudio de Línea Base Social			1										1
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	Estudio de Integridad Mecánica de la Estación de Recolección de Gas Organdí 1, ER y CG Sultán 2				1									1
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	Mantenimiento operativo de 09 pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción.				9	9	9	9	9	9	9	9	9	81
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Presión Estática				3	3	3	3	2					14
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Presión Dinámica				3	3	3	3	2					14
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Prueba de Producción				3	3	3	3	2					14
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Calibración				3	3	3	3	3					15

Tabla 5. Actividades del Programa Provisional del Área Contractual 5 (Fuente: Licitante Ganador).

En términos generales, se señala que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado, presenta una secuencia adecuada, a fin de alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, se advierte que las actividades propuestas logran el objetivo principal de dar continuidad de operación y producción al Área Contractual que se entrega con al menos un pozo produciendo al Licitante Ganador.

III.3 Toma de información o estudios

El Licitante Ganador en la ejecución del Programa Provisional, propone el mantenimiento operativo a pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción, toma de información en los pozos que se encuentran abiertos o cerrados, siendo estas actividades las dirigidas a la realización de pruebas de producción, verificación de profundidad interior de la tubería de producción (calibración) y la toma de presiones tanto estáticas y dinámicas, con el objetivo de definir el potencial de producción, identificar oportunidades de crecimiento y establecer las estrategias para maximizar la rentabilidad del Área Contractual. En esta etapa se contempla realizar las siguientes actividades:

- Estudios de Línea Base Ambiental y Base Social: El alcance de los estudios es evaluar y garantizar la seguridad del personal en las operaciones de producción, protección del medio ambiente, así como también, definir el programa social con las comunidades.

- Estudio de Integridad Mecánica: El alcance del estudio es la toma de espesores del separador de producción, separadores de prueba, tubería de entrada y salida de producción, accesorios y válvulas que estén dentro del Skid, tanque de almacenamiento, tanque de medición, en el área de recolección (colectores, bayonetas y piernas muertas), gasoductos y gasolinoductos.

- Mantenimiento operativo a pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción.

- Toma de registros de presión de fondo: En los pozos activos se correrán registros de presiones de fondo estáticas y dinámicas. En los pozos cerrados se tomará registro de presión de fondo estático.

- Prueba de producción: Se realizarán mediciones de producción de gas, condensado y agua con diferentes estranguladores en los pozos detallados en la sección III.2, para diagnosticar la condición actual de producción e identificar oportunidades de mejora.

- Calibración de tubería de producción: Se procederá a realizar calibración de la tubería de producción, para determinar la integridad y la profundidad interior del pozo (PI).

- Toma de presiones de cabeza: Se realizarán tomas de presión de cabeza con el pozo abierto y cerrado a producción para estimar tiempos de restauración y declinación de la presión. Es una tarea rutinaria como parte del mantenimiento diario a pozos.

- Registros de niveles de fluido estáticos y dinámicos: Con el uso del Ecómetro se medirá el nivel de fluido dentro del pozo, así como también se estimará la presión estática y dinámica para el diagnóstico de su condición de flujo y posterior optimización.

- Estudio de potencial por pozo y campo: Con los datos de presión y producción obtenidos durante la fase de levantamiento de información del área, se determinarán los potenciales de producción y oportunidades de optimización de los pozos activos y la reactivación de aquellos que no tienen problemas mecánicos y mostraron presión y gradiente de hidrocarburo.

Cabe mencionar que, las actividades rutinarias que forman parte del mantenimiento diario a pozo como: toma de información de presión de cabeza en pozo y niveles de fluidos, se realizarán con esfuerzo propio del Licitante Ganador y no requieren de desembolsos adicionales por él mismo.

III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Licitante Ganador para el periodo de 12 meses de duración del Programa Provisional, se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el análisis del comportamiento histórico del Área, se tomó la información de producción por pozo y campo a junio 2016, disponible en el Cuarto de Datos.

- La tendencia del comportamiento futuro del Play Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg, se estimó mediante técnicas convencionales de curvas de declinación exponencial, usando un promedio ponderado por producción de todos los pozos que contaban con suficiente historia de producción para establecer una tendencia de su comportamiento futuro, observándose una declinación de 55% anual efectiva los primeros tres meses de vida productiva, para luego estabilizarse en 30% anual.

- Con la información de producción disponible se construyeron los gráficos de [q vs Producción Acumulada] y [log (q) vs Tiempo] que indican una declinación exponencial. Se realizó el análisis por pozo y se estableció como límite económico un gasto de 50 mpcd.

- Para construir el perfil de producción se consideró el inicio de la actividad el 08 de diciembre de 2017. A fin de estimar el pronóstico de producción por un periodo de doce (12) meses, se procedió a declinar la producción diaria reportada a junio de 2016 de 2.535 mmpcd, asociada a 09 pozos activos (Organdí, Río Bravo 101, Anona, Pame, Yunque, Casta, Janambre, Patriota 1 y Patriota 2) ubicados dentro del Área Contractual hasta la fecha efectiva de inicio del contrato, estimándose un gasto diario declinado a la fecha de inicio del período de 0.549 mmpcd de gas (correspondiente al pozo Pame, único pozo con reservas remanentes para la fecha mencionada), esto debido a que 06 pozos (Anona, Casta, Patriota 1, Patriota 2, Río Bravo 101, y Organdí) se consumen las reservas certificadas antes del inicio del Plan Provisional y de los dos (02) pozos restantes (Yunque y Janambre) no se dispone de los datos de volumen de reservas certificadas.

- Las reservas de gas a desarrollar durante la vigencia del contrato son las certificadas a la fecha del 01 de enero del 2017 aprobadas por la Comisión. Estas reservas se proyectaron restando la producción acumulada por campo desde el 01 de enero 2017 hasta la fecha efectiva de inicio del contrato y sólo 03 campos presentaron reservas remanentes a desarrollar (Pame (1P, 3P), Casta (3P) y Yac (3P). El único campo que presenta reservas 1P a desarrollar durante la vigencia del Plan Provisional (2017-2018) es Pame.

- Las reservas 1P a la fecha efectiva (tentativamente 8 de diciembre de 2017) están comprendidas dentro del campo Pame, teniendo 0.537 mmmpc.

- El perfil de producción 2017-2018 considera solamente la continuidad operativa y captura de información del Área Contractual. Con respecto al Pozo Unicornio-1 se contempla evaluarlo a fin de determinar la rentabilidad del desarrollo de sus reservas y recursos y se incorporará a partir del año 3 en el perfil de producción 2017-2047 debido a que este pozo se ubica a 16 Km de la ERG Organdí 1.

Tomando en consideración los puntos anteriores, el procedimiento consecutivo para los pozos no contemplados en el Programa Provisional 2017-2018, es verificar su condición de producción, y una vez evaluados determinar las probables reservas y recursos remanentes y definir su desarrollo.

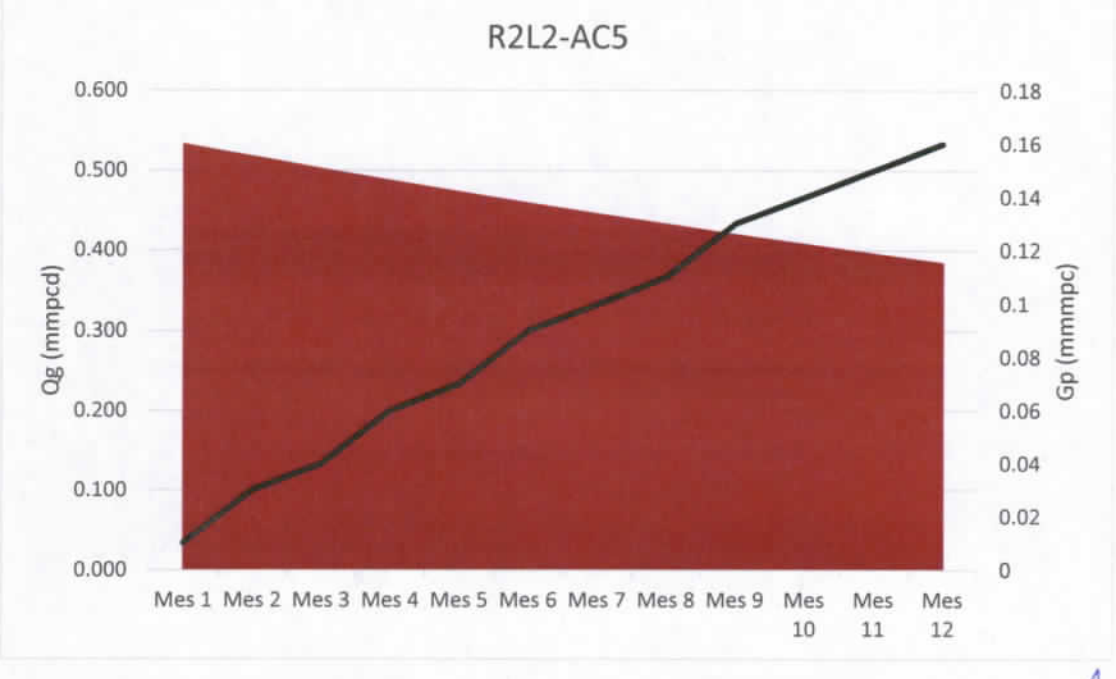

Figura 4. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Pozo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Pame-1 [mmpcd]	0.53	0.52	0.50	0.49	0.47	0.46	0.45	0.43	0.42	0.41	0.40	0.38
Total Gp Prod Acum Gas [mmmpc]	0.01	0.03	0.04	0.06	0.07	0.09	0.10	0.11	0.13	0.14	0.15	0.16

Tabla 6. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

El Área Contractual cuenta con yacimientos de Gas Húmedo, por lo cual el hidrocarburo principal a producir es gas natural no asociado, la producción de condesados puede esperarse debido a las caídas de presión en el sistema integral de producción.

El Programa Provisional no incluye pronóstico de producción de líquido, debido a que el único pozo con reservas de líquidos del Área Contractual 5 es el Unicornio-1 y se encuentra cerrado y a 16km de la Estación de Recolección de Gas Organdí 1. El Licitante Ganador contempla evaluar dicho pozo a través de la toma de información de parámetros tales como Presión Estática, Presión Dinámica, Calibración y pruebas de producción.

Es importante mencionar que, en la historia de producción disponible hasta junio 2016, se reporta una producción acumulada de condensado de 1.8 mbls para el Área Contractual.

III.5 Medición de Hidrocarburos

Para el desarrollo e implementación del Sistema de Gestión y Gerencia de Medición, como compromiso contractual y en cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), serán considerados los siguientes elementos principales:

- Bitácora de registro
- Programa de diagnóstico
- Competencias técnicas
- Indicadores de desempeño
- El responsable oficial en Turno

Con la finalidad de continuar la operación dentro del Área Contractual, el Licitante Ganador dentro del programa provisional presentado manifestó una propuesta inicial para llevar a cabo la medición de líquidos y gases de manera estática y dinámica.

Respecto a los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual previstos en el numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, se advierte que el 23 y 29 de noviembre de 2017, el Licitante Ganador presentó a la Comisión un Acuerdo celebrado con Pemex Exploración y Producción (en adelante PEP), mediante el cual se acordó la Medición de los

Hidrocarburos del Área Contractual a través del Punto de Medición provisional identificado en el referido Acuerdo, así como información adicional, a fin de determinar los mecanismos de la medición del volumen, calidad y precio de los Hidrocarburos, en términos del artículo 42, párrafo segundo, de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos. Dicha información se encuentra actualmente en trámite por lo que la misma está sujeta a evaluación por parte de esta Comisión.

III.6 Comercialización

El Licitante Ganador indicó que en la estrategia de Comercialización de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual, tendrán como cliente a PEP, durante la vigencia del Programa Provisional y que, a su vez, celebrarán con éste el convenio de Compra-Venta respectivo.

Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el Licitante Ganador presentó la propuesta de Punto de Medición Provisional cuya evaluación, y en su caso aprobación, no es materia del presente Dictamen.

III.7 Análisis económico

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, el monto para realizar las actividades que se describen en el Plan Provisional, estima una inversión de 1.2 millones de dólares y por concepto de gastos de operación, 2.7 millones de dólares, dando un total de 3.9 millones de dólares para llevar a cabo el Programa Provisional. Las inversiones y gastos de operación relacionados al Programa Provisional, se encuentra en la Tabla 8. Así mismo, las Figuras 5 y 6 representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera del monto de cada Actividad.

i. Descripción

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2017	2018	Monto [USD]
Desarrollo	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$297,792.38	$595,584.76	$893,377.14
Producción	General	$99,717.89	$1,855,435.79	$1,955,153.68
	Ingeniería de producción	$0.00	$98,560.00	$98,560.00
	Construcción de instalaciones	$0.00	$20,000.00	$20,000.00
	Intervención de pozos	$0.00	$114,000.00	$114,000.00
	Operación de instalaciones de producción	$0.00	$575,000.00	$575,000.00
	Ductos	$0.00	$135,000.00	$135,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$0.00	$80,100.00	$80,100.00
Total		**397510.2731**	**3473680.546**	**$3,871,190.82**

Tabla 7. Inversiones y gastos de operación asociados al Programa Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos). (Fuente: Licitante Ganador).

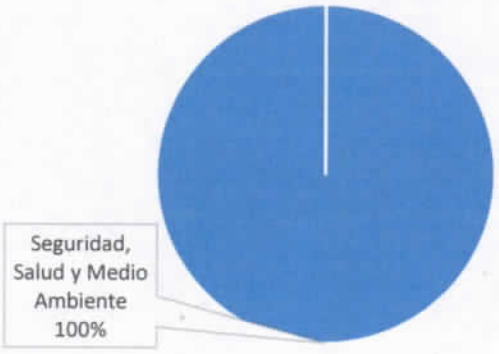

Figura 5. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Desarrollo (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

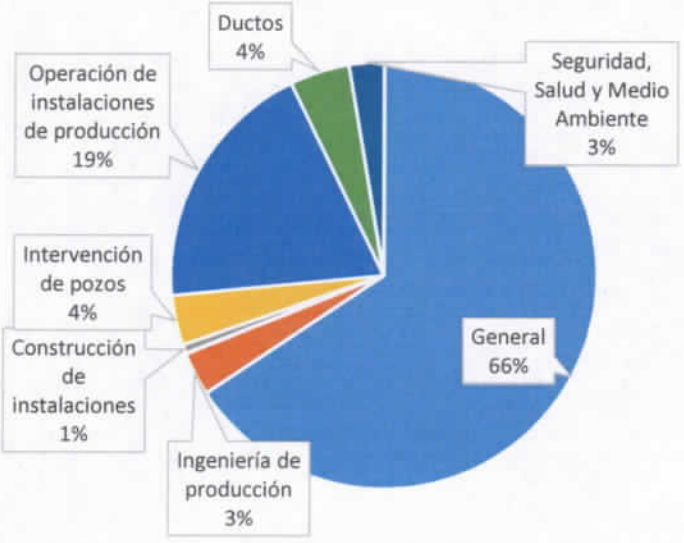

Figura 6. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Producción (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

De la información anterior, se observa que las inversiones y gastos de operación presentados por el Licitante Ganador detallan los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro del Programa Provisional, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Programa Provisional

El Licitante Ganador identificó los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones del Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la tabla 9, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño previstos en el Anexo VI de los Lineamientos.

Característica	*Producción*	*Gasto de operación*	*Contenido Nacional*
Meta	*Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado*	*Porcentaje de desviación del gasto de producción real con respecto al programado en un tiempo determinado*	*Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado.*
Unidad de medida	*Porcentaje de desviación*	*Porcentaje de desviación*	*Porcentaje de desviación*
Fórmula	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} * 100$	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	*Mensual*	*Trimestral*	*Trimestral*
Periodo de reporte a la comisión	*Mensual*	*Trimestral*	*Trimestral*

Tabla 8. Indicadores de desempeño
(Fuente: Licitante Ganador).

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1116/2017 del 15 de noviembre de 2017, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la ASEA, informó que el Licitante Ganador, presentó su solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y otorgamiento de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) el día 03 de noviembre de 2017, mismo a que a la fecha del oficio anteriormente citado se encuentra en evaluación técnica de acuerdo a los plazos establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.

La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa Provisional, sin perjuicio de la obligación del Licitante Ganador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

VI. Términos en los que es aprobado el Programa Provisional y métricas de evaluación del mismo.

VI.1 CONSIDERACIONES

El Programa Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando el factor de recuperación y obteniendo el volumen máximo de hidrocarburos, mediante la utilización de la tecnología más adecuada para el Área Contractual, promoviendo el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y procurando el aprovechamiento del gas natural al 100%, siendo que este es el hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual, con lo que se da cumplimiento al Artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

La continuidad operativa no sólo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información, así como mantenimiento de las instalaciones de producción asociadas a los pozos productores.

VI.1.1 Cumplimiento del numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, y el Artículo 24 de los Lineamientos.

El Programa Provisional presentado tiene por objeto el garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción en el Área Contractual, así como también dando cumplimiento con los Artículos 8 y 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

VI.2 RECOMENDACIONES

Derivado del análisis técnico al Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

- La posible reactivación de pozos con base en los resultados del programa de toma de información planteado podría tener incertidumbre debido a que se desconoce el probable cambio de las condiciones de saturación de los horizontes estratigráficos, así como la posibilidad de existencia de errores en dichas mediciones dada la susceptibilidad operativa o gradientes anormales. Se recomienda estudiar la posibilidad de la toma de registros de saturación.

- El hecho de realizar un pronóstico de producción con base a solamente un pozo productor es ajustado a la probable realidad que el Licitante Ganador encuentre en el Área Contractual al momento de la transición entre operadores; sin embargo, es menester señalar los notables volúmenes originales, así como el bajo factor de recuperación

existente en el área contractual aunado al programa de toma de información, tiene la potencialidad de brindar pozos candidatos para reactivación en posteriores programas.

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emiten el presente dictamen técnico en sentido favorable respecto al Programa Provisional asociado al Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, y el artículo 24 de los Lineamientos, así como del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es obtener información de los pozos ubicados dentro del Área Contractual y de las instalaciones existentes en ella.

De acuerdo al Plan, el Licitante Ganador busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo del Programa Provisional, el Licitante Ganador tendrá información técnica que permita plantear posteriormente un esquema de evaluación y desarrollo del Área Contractual.

El Licitante Ganador tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional un 0.16 % el factor de recuperación de gas, con una declinación de producción del 30% AE, ejecutar el mantenimiento operativo a 9 pozos abiertos y cerrados así como a los equipos asociados a las instalaciones de producción.

Del contenido del Programa Provisional se indica que éste fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología empleada previamente, la cual se adecua técnicamente a las condiciones del Área Contractual, siendo que ésta permitirá asegurar una continuidad operativa y de producción.

Se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentado las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para una continuidad operativa y de producción del Área Contractual.

Dado que el Área Contractual es productora de gas húmedo, el Licitante Ganador plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, siendo este hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual.

Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el área contractual, el Licitante Ganador presentó la propuesta de Punto de Medición Provisional cuya evaluación, y en su caso, aprobación, no es materia del presente Dictamen.

[redacted]

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación al Programa Provisional, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir de la fecha efectiva del Contrato de Exploración y Extracción que se celebre entre la Comisión y el Licitante Ganador.

Elaboró

Ing. Alan Isaak Barkley Velasquez
Director de Área

Validó

Ing. Miguel Ángel Ibarra Rangel
Director General Adjunto

Autorizó

Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Anexo: Programa Provisional asociado al Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016