CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 9 de la Licitación CNH-R02-L03/2016

Licitante Ganador: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

Diciembre 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 5

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 6

EXPLORACIÓN 6

DESARROLLO 7

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 8

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN Y ESTUDIOS 10

III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 11

III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 13

III.6 COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 14

III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 14

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 16

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 16

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO 17

VI.1 CONSIDERACIONES 17

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS. 17

VI.2 RECOMENDACIONES 17

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 18

El presente dictamen se refiere al Programa Provisional del Área Contractual 9 de la Licitación CNH-R02-L03/2016, solicitado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, 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 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Fallo de la Licitación pública Internacional CNH-R02-L03/2016, 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 9 (en adelante, Área Contractual), a la empresa denominada Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	**Área Contractual 9 - Macuspana**
Estados y municipios	Tabasco, Macuspana
Superficie	95 km^2
Tipo de Hidrocarburo	Cafeto: Aceite Ligero Vernet: Aceite Ligero, Gas y Condensado
Fecha de emisión/firma	
Tipo de Contrato	Modalidad Licencia
Vigencia	30 años
Operadora y socios con porcentaje de participación	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. - Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (99%) - Tenedora DZM, S.A.P.I. de C.V. (1%)
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Campos: Yacimientos	Cafeto: Zargazal, Amate Superior, Amate Inferior Vernet: Zargazal, Encajonado, Amate Superior, Amate Inferior
Número pozos perforados en el Área	Cafeto: 15 Vernet: 55
Colindancias	Noreste: Campo Chilapilla Suroeste: Campo Shishito Sureste: Campo Sarlat Sur: Campo Macuspana

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

El Área Contractual 9 se encuentra ubicada en la Ranchería Lic. Adolfo López Mateos, en el municipio de Macuspana, Tabasco. Aproximadamente a 8 kilómetros al Norte de la cabecera municipal, a 4.5 Km al Oeste de Cd. PEMEX y al Noreste del poblado de Benito Juárez. Cuenta con una superficie de 95 km² respecto al polígono delimitador; geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Macuspana.

Figura 1.- Ubicación geográfica Área contractual 9
(Fuente: Comisión).

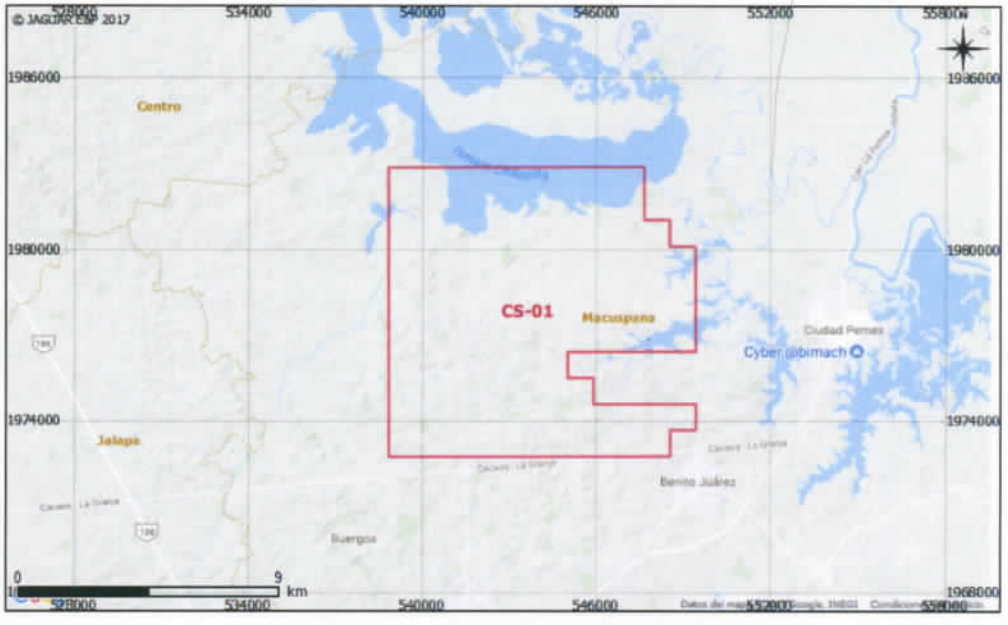

Figura 2.- Localización y vértices del Área Contractual
(Fuente: Licitante Ganador).

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encontrarán 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 DGDE.P.059/2017 de la DGDExt de esta Comisión.

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

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 el artículo 24 de 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 advierte 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).

III.1 Antecedentes de Exploración y Desarrollo

Exploración

El Área Contractual 9 se divide en 2 campos: Cafeto y Vernet, el descubrimiento de estos campos, ocurrió con la perforación de los pozos Cafeto-3 y Vernet-2 en el año de 1968 y 1954 respectivamente.

El Campo Cafeto se descubrió a través del pozo exploratorio Cafeto-3 el cual se perforó a la profundidad de 3,500 metros, resultando productor de aceite ligero (37 °API) en areniscas de la formación Amate Superior.

El Campo Vernet se descubrió a través del pozo exploratorio Vernet-2 el cual se perforó a la profundidad de 1,850 metros, resultando productor de gas y condensado en areniscas de la formación Amate y Zargazal.

La exploración continuó con la adquisición sísmica 2D del proyecto Vernet-Bitzal, que fue adquirido en 3 etapas; la primera desarrollada por la compañía CNPS de mayo a diciembre de 1970, seguido por COMESA de enero a agosto de 1971 y finalmente PEMEX en octubre del 2010.

Posteriormente, la exploración se llevó a un mayor nivel de detalle con la adquisición sísmica 3D del prospecto "José Colomo-Vernet y Ampliación", el cual se ejecutó de junio de 1997 a mayo de 1998 por la Compañía Mexicana de Exploraciones S.A. de C.V. (COMESA).

Para el año 1998 mediante adquisición sísmica 3D, se descubre una nueva estructura del campo, delimitada por un Área de 4.94 Km2. En el año 2001, dicha estructura se evaluó mediante la perforación del pozo Chunel-1 (Cafeto-101) hasta la profundidad de 1,550 metros, resultando productor de aceite ligero (35.4° API) en la formación Amate Superior.

Desarrollo

La explotación comercial del Campo Cafeto inició hasta el 2002. La mayor actividad se alcanza a mediados de 2005 con 5 terminaciones activas, el mayor número de pozos produciendo simultáneamente.

Para el año 2002 comenzó la explotación mediante 4 pozos (Cafeto-51, Cafeto-5, Cafeto-24 y Cafeto-12), la máxima producción ocurrió en septiembre del mismo año alcanzando los 1,330 bpd de aceite. En el año 2005 se logró la máxima producción de gas de 10.5 mmpcd con la incorporación del pozo Cafeto-14.

Históricamente, el campo Cafeto muestra una mayor producción de agua que el campo Vernet. La justificación a este comportamiento es que además de estar ubicado estructuralmente más profundo, es el yacimiento en el que se ha probado la Formación Amate con mayor frecuencia y esta es la formación a la que se atribuyen la mayor aportación de agua. En el caso de Cafeto, a la mayor profundidad estructural debe agregársele una mayor complejidad estratigráfica, por esta razón, el porcentaje de éxito volumétrico es menor que en el caso de Vernet y la producción acumulada proviene de relativamente pocos pozos.

Para diciembre de 2016, en el campo Cafeto se habían perforado 15 pozos (incluyendo el exploratorio), para desarrollar las reservas asociadas a las formaciones Amate Superior, Encajonado, Zargazal y Belem. Para la misma fecha no se disponían de pozos activos, sin embargo, del total, 14 se encontrarían cerrados y abandonados, y 1 permanecía cerrado (Cafeto–51) esperando oportunidad de reactivación. Al mes de julio de 2017, del total de pozos perforados en el Campo, 1 permanecía como productor activo (Cafeto-51) con una producción de aceite de 50 bd, 4 se encontraban cerrados y 10 taponados.

El desarrollo comercial del Campo Vernet inició hasta el año de 1960. Durante el primer ciclo de desarrollo (1960-1969) existían 10 pozos con producción de aceite de 1,600 bd, con una considerable producción de agua, asociados a la valoración del potencial productor de la Formación Amate Inferior.

Entre 1969 y 1971 el campo permaneció cerrado. El campo se reactiva a producción en 1973 con la producción adicional de 3 pozos equivalente a 400 bd, concluyendo esta etapa para 1982.

Desde 1982 hasta 1990 el campo permanece inactivo, empezando en 1991 el periodo de mayor perforación y terminación de pozos, llegando así a tener en 2007 hasta 17 pozos produciendo, lo que representa el mayor número de terminaciones activas en toda la historia de producción.

Para diciembre 2016, en el campo Vernet se han perforado 55 pozos (incluyendo el exploratorio), para desarrollar las reservas asociadas a las formaciones Amate Superior, Encajonado, Zargazal y Belem. Para el mes de julio de 2017, se tienen 2 pozos productores, 24 pozos cerrados con oportunidad de reactivación y 23 pozos oficialmente abandonados.

III.2 Actividades y Metas Físicas

El objetivo principal de las Actividades Petroleras contenidas en el Programa Provisional es asegurar la continuidad operativa a lo largo de los siguientes 12 meses a la Fecha Efectiva, por lo que las actividades y metas físicas que el Licitante Ganador tiene contempladas a realizar durante el periodo del Programa Provisional son las siguientes:

- Mantenimiento operativo de los 3 pozos activos pertenecientes al área contractual.
- Evaluación de condiciones de superficie en hasta 22 pozos con posibilidades de reactivación.
- Toma de información en los pozos abiertos y en los pozos cerrados cuyas condiciones mecánicas lo permitan.
- Estudios de integridad mecánica a las instalaciones superficiales de producción: separadores, recuperadores de vapor, tanques de almacenamiento, bombas de inyección y líneas de flujo.
- Estudios de línea base ambiental y social para garantizar condiciones de seguridad y medio ambiente, así como definir el programa social para las comunidades vecinas.
- Estudio de seguridad industrial (robo de hidrocarburo).
- Estudio de las vías de acceso estratégicas para asegurar la continuidad operativa en el área contractual y de ser requerido rehabilitaciones menores.
- Inspección mecánica de las instalaciones de medición y de ser requerido su adecuación menor.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades propuestas, presenta una secuencia lógica dentro del Programa Provisional, a fin de alcanzar los objetivos. Asimismo, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria se advierte que, las actividades propuestas abarcan, el dar continuidad de operación y producción a un Área Contractual que se entrega con pozos produciendo al Licitante Ganador, así como llevar acabo la toma de información a los

mismos, las reparaciones menores y servicios correspondientes de acuerdo a los estudios técnicos por realizar, además de evaluar la posible reapertura de pozos conforme al análisis de información. El cronograma de actividades, está contenido en el Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador. A continuación, en las Tabla 2 y 3, se presenta el cronograma de actividades presentado por el Licitante Ganador.

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
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Selección de pozos cerrados con posibilidad					1								1
Geofísica	Reinterpretación sísmica de detalle	Reinterpretación estructural, estratigráfica y de yacimientos.									1				1
Geología	Caracterización geológica – petrofísica de Yacimientos	Análisis especiales de núcleo							1						1
Geología	Estudios estratigráficos	Estudio estratigráfico y sedimentológico				1									
Geología	Estudios petrofísicos	Re-evaluación petrofísica con los datos existentes				1									1
Ingeniería de Yacimientos	Caracterización de Yacimientos	Revisión de expedientes de pozos y actualización de la información proporcionada por CNH en el cuarto de datos										1			1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	Estudio de línea base ambiental, Manifestación de impacto social, Seguridad Industrial, presentación de autorizaciones y permiso, y elaboración de planes					1								1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	Mantenimiento Red contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego						1							1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Restauración ambiental	Kit para derrames													1

Tabla 2.- Cronograma de Actividades de la Actividad Petrolera Desarrollo.
(Fuente: CNH con información del Licitante Ganador).

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
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Revisión, mantenimiento macroperas y visita de pozos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Operación de batería (bombeo, perfilaje de tanques, verificación de instalaciones)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Mantenimiento ductos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Mantenimiento batería	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Renta SAP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Calibración	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Vigilancia	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Aforos a boca de pozo												1	1
General		Renta de base operativa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General		Mantenimiento a vías de acceso	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Pruebas de producción	Realización de pruebas de producción	Registro de producción (PLT)							1						1
		Pruebas de Incremento						1	1	1					3
		Pruebas de decremento							1	1	1				3
		Registro de Saturación Remanente						1		1	1				3

Otras Ingenierías	Ingeniería de detalle para reacondicionamiento de instalaciones	Actualización de Isométricos de instalaciones actuales		1											1
Construcción instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades	Fiscalización de Hidrocarburos	1												1
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades	Adecuaciones menores a Instalaciones												1	1
Intervención de pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación	Prueba de integridad de pozos					6		4						10
	Otras intervenciones específicas en Pozos	Limpieza de pozos						2	1						3
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción	Estudios de Integridad mecánica de la estación de recolección Vernet						1							1
	Operación de las instalaciones de producción	Estudio para optimización de redes de superficie								1					1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento	Inspecciones en sitio			1	1	1	1	1	1	1	1	1		9
	Auditoría ambiental	Evaluación del sitio												1	1
	Tratamiento y eliminación de residuos	Manejo y disposición de residuos de la producción					1	1	1	1	1	1	1		7

Tabla 3.- Cronograma de Actividades de la Actividad Petrolera Desarrollo.
(Fuente: CNH con información del Licitante Ganador).

III.3 Toma de Información y Estudios

El Licitante Ganador, para poder cumplir con el objetivo del Programa Provisional, tiene contemplado realizar actividades de toma de información en los pozos activos y cerrados, así como de las instalaciones que permitan definir las acciones a tomar para dar continuidad operativa a la producción del área contractual, tales como:

- Revisión de expedientes de pozos y actualización de información
- Aforo de Pozos.
- Estudio de integridad mecánica.
- Inspección de ductos.
- Pruebas de presión (incremento y decremento).
- Registros de saturación remanente.
- Selección de pozos cerrados con posibilidades de reapertura.

La realización de esas actividades resulta adecuada, para que el Consorcio pueda conocer con más detalle el estado y el potencial de los pozos del Área, así como también, el estado de los yacimientos, tanto en los intervalos activos como en los que se encuentran cerrados. De acuerdo a los resultados que se obtengan de estudios y análisis propuestos, el Licitante Ganador evaluará la ejecución de Reparaciones Mayores y Menores en pozos cerrados y/o productores del Área Contractual.

III.4 Pronóstico de Producción

Para realizar los pronósticos de producción asociados al Programa Provisional, el Licitante Ganador utilizó como herramienta el análisis de curvas de declinación tipo exponencial, y como dato de entrada, la producción de los pozos Vernet-295, Vernet-36 y Cafeto-51.

Efectuó un pronóstico de producción por pozo, utilizando la declinación representativa de cada uno de estos como referencia. Los pronósticos de producción de gas, se obtuvieron a partir de los pronósticos de producción de aceite, para el caso del Campo Cafeto productor de gas asociado y a partir del pronóstico de producción de condensado, para el caso del Campo Vernet productor de gas no asociado.

Pozo	Di anual [%]
Vernet – 295	19.12
Vernet – 36	22.30
Cafeto – 51	35.08

Tabla 4.- Valores de Declinación por Pozo (Fuente: Licitante Ganador).

El Licitante Ganador estima su pronóstico de producción teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Solo se dispondrá de 3 pozos productores: 2 en Vernet y 1 Cafeto.
- Ejecución de actividades de optimización en la red de superficie para efectos de transporte y separación de fluidos.
- Limpieza y remoción en los pozos existentes.
- Obtención de información para mejorar la certidumbre en: niveles de presión, cuantificación de daño a la formación, validación de condiciones de productividad, condiciones de presión de fondo fluyente para la construcción de modelos de pozos, registros de producción y registros de saturación remanente de hidrocarburos.
- Evaluación de condiciones mecánicas de pozos cerrados y valoración de su potencial de reactivación.
- Se considera como mes 1 de pronóstico el de la firma del contrato (diciembre 2017).

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
Cafeto-51	43.5	42.2	41.0	39.8	38.7	37.6	36.5	35.5	34.4	33.4	32.5	31.6
Total [bd]	**43.5**	**42.2**	**41.0**	**39.8**	**38.7**	**37.6**	**36.5**	**35.5**	**34.4**	**33.4**	**32.5**	**31.6**
Np total [mb]	**1.3**	**2.6**	**3.9**	**5.1**	**6.2**	**7.4**	**8.5**	**9.6**	**10.6**	**11.6**	**12.6**	**13.6**

Tabla 5.- Pronóstico de producción de aceite para el Programa Provisional (Fuente: Licitante Ganador).

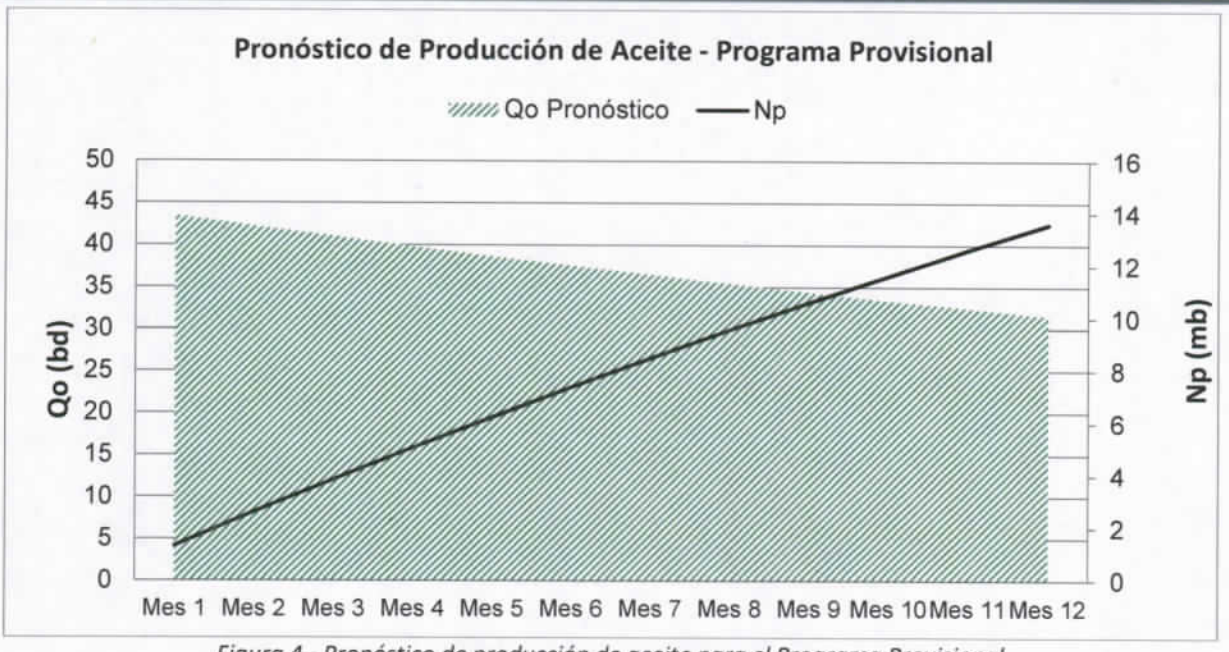

Figura 4.- Pronóstico de producción de aceite para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Pozos	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Vernet-295	61.3	60.3	59.4	58.4	57.5	56.6	55.7	54.8	54.0	53.1	52.3	51.4
Vernet-36	78.9	77.4	76.0	74.6	73.2	71.9	70.6	69.3	68.0	66.7	65.5	64.3
Cafeto-51	428.4	416.1	404.1	392.5	381.2	370.2	359.6	349.3	339.2	329.5	320.0	310.8
Total [mpcd]	**568.6**	**553.8**	**539.5**	**525.5**	**512.0**	**498.7**	**485.9**	**473.4**	**461.2**	**449.3**	**437.8**	**426.6**
Gp total [mmpc]	**17.3**	**34.1**	**50.5**	**66.5**	**82.1**	**97.3**	**112.1**	**126.5**	**140.5**	**154.1**	**167.5**	**180.4**

Tabla 6.- Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: Licitante Ganador).

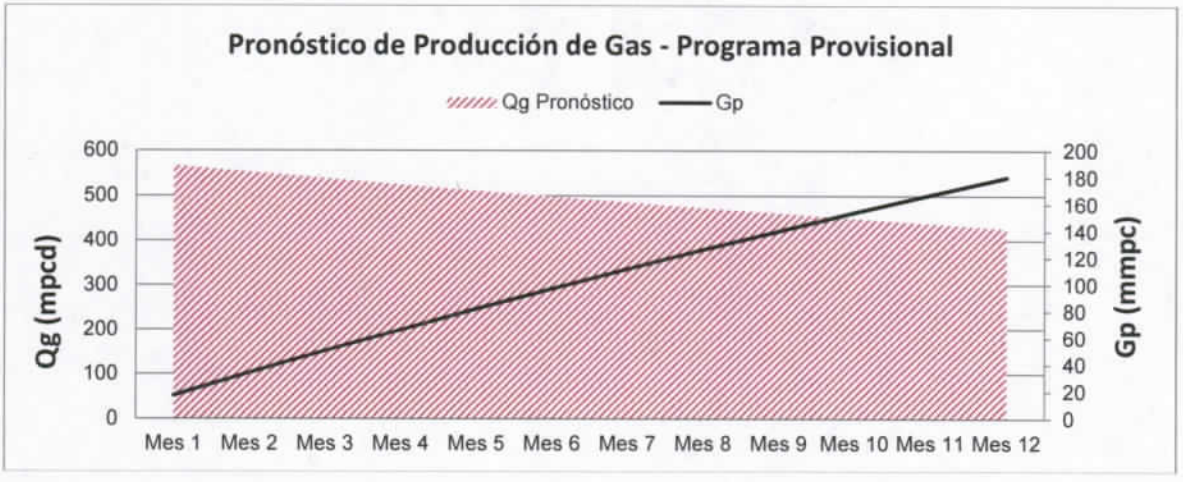

Figura 5.- Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Pozos	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Vernet-295	42.3	41.7	41.0	40.4	39.7	39.1	38.5	37.9	37.3	36.7	36.1	35.5
Vernet-36	28.1	27.6	27.1	26.6	26.1	25.6	25.1	24.7	24.2	23.8	23.3	22.9
Total [bd]	**70.4**	**69.3**	**68.1**	**66.9**	**65.8**	**64.7**	**63.6**	**62.6**	**61.5**	**60.5**	**59.4**	**58.4**
Cp [mb]	**2.1**	**4.2**	**6.3**	**8.4**	**10.4**	**12.3**	**14.3**	**16.2**	**18.0**	**19.9**	**21.7**	**23.5**

Tabla 7.- Pronóstico de producción de condensado para el Programa Provisional (Fuente: Licitante Ganador).

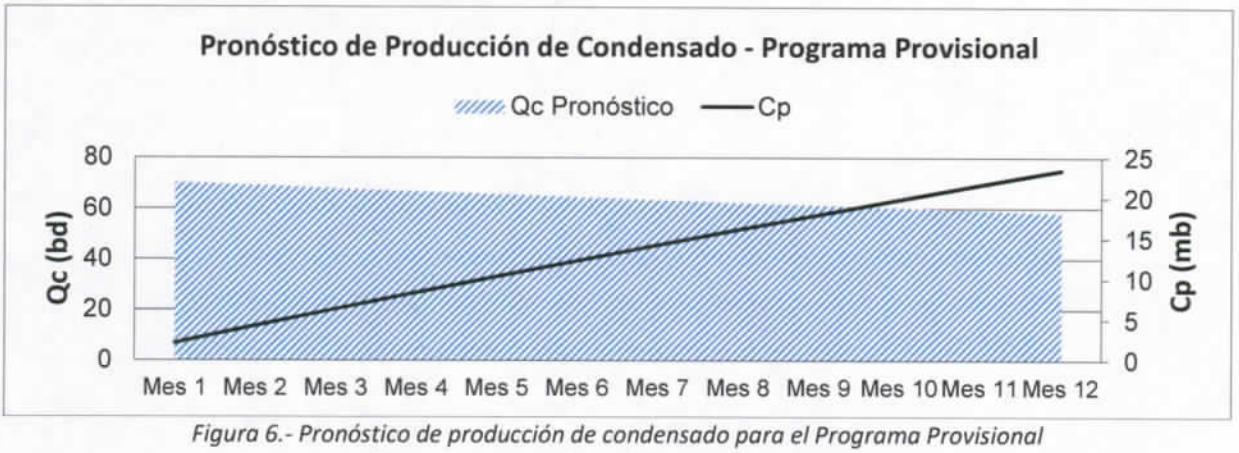

Figura 6.- Pronóstico de producción de condensado para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

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, 29 de noviembre y 1 de diciembre 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 de Hidrocarburos

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.

III.7 Análisis Económico

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, los montos para llevar a cabo las actividades que se describen en el Programa Provisional, se estiman en una inversión de 2.5 millones de dólares y 0.8 millones de dólares por concepto de gastos de operación, dando un total de 3.3 millones de dólares de Presupuesto.

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, el Presupuesto relacionado al Programa Provisional, es el que se encuentra en la tabla 8. Así mismo, las figuras 15 y 16 representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2017	2018	Monto
Desarrollo	General	$0.00	$45,000.00	$45,000.00
	Geofísica	$5,000.00	$40,000.00	$45,000.00
	Geología	$20,250.00	$269,750.00	$290,000.00
	Ingeniería de Yacimientos	$1,500.00	$13,500.00	$15,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$198,400.00	$887,400.00	$1,085,800.00
	Sub Total Desarrollo	**$225,150**	**$1,255,650**	**$1,480,800**
Producción	General	$56,941.07	$785,051.80	$841,992.88
	Pruebas de Producción	$0.00	$420,000.00	$420,000.00
	Otras Ingenierías	$7,500.00	$7,500.00	$15,000.00
	Construcción de Instalaciones	$200,000.00	$100,000.00	$300,000.00
	Intervención de Pozos	$0.00	$75,000.00	$75,000.00
	Operación de Instalaciones de Producción	$0.00	$121,000.00	$121,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$0.00	$30,500.00	$30,500.00
	Sub Total Producción	**$264,441**	**$1,539,052**	**$1,803,493**
Total		**$489,591.07**	**$2,794,701.80**	**$3,284,292.88**

Tabla 8.- Inversiones y gastos de operación asociados al Plan Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

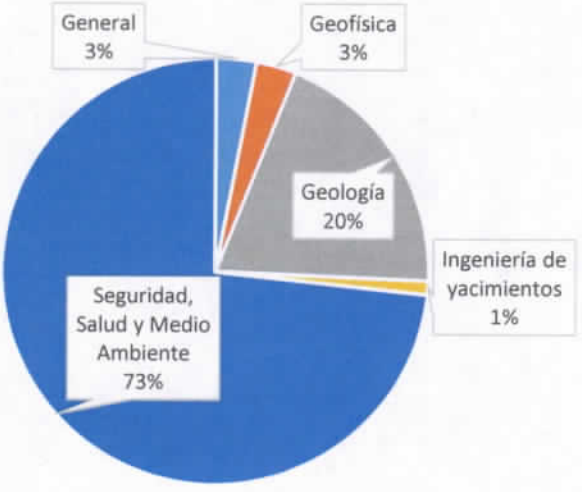

Figura 7.- Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Desarrollo (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

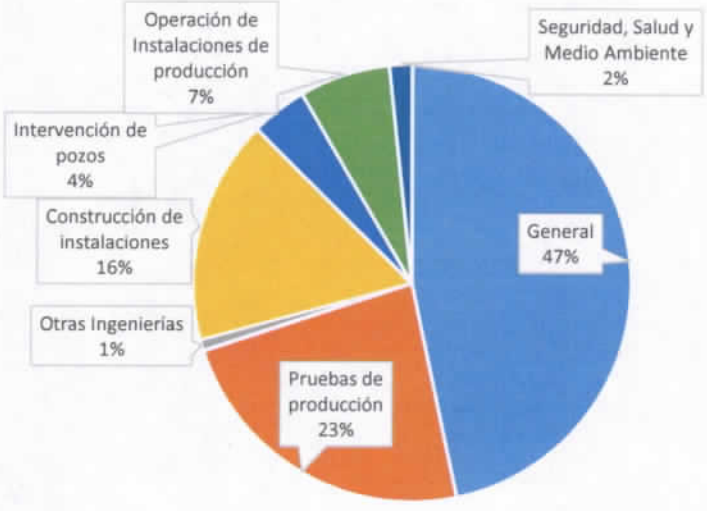

Figura 8.- Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Producción (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

De la información anterior, se observa que las inversiones y gastos de operación presentados por 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	Desarrollo de reservas
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 desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{real}} \times 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \times 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \times 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral	Trimestral
Característica	**Productividad**	**Factor de Recuperación**	**Contenido Nacional**
Meta	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el total de pozos	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado
Unidad de medida	Barriles por día (bpd)	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \times 100$	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \times 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral	Trimestral

Tabla 9.- Indicadores de desempeño (Fuente: Licitante Ganador).

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante 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 mencionado oficio 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 aquéllas 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%, con lo que se da cumplimiento al artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

VI.1.1 Cumplimiento del numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, y al 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, dar cumplimiento a los Artículos 8 y 42 de los LTMMH.

VI.2 RECOMENDACIONES

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

- Los dos campos petroleros en el Área Contractual son Cafeto, y Vernet, y aunque solo tienen 3 pozos en condiciones de producción, esta Comisión recomienda aprovechar los resultados de los estudios y toma de información en los pozos, así como considerar la implementación de tecnologías que permitan seguir recuperando la reserva remanente.

- En cuanto tenga acceso a las instalaciones del Área Contractual, se sugiere que el Licitante Ganador presente información detallada respecto a los sistemas y puntos de Medición con base en los artículos 8 y 42 de los LTMMH y/o en su defecto, de manera paralela, continuar o proponer la implementación de los mismos. Lo anterior, tomando en consideración que el Licitante Ganador debe contar con la aprobación de esta Comisión de dicho punto, previo al inicio de actividades de Extracción.

- El Licitante Ganador deberá corroborar si en la batería de separación Vernet existen otros flujos de corrientes de hidrocarburos (origen-destino) o interconexiones de ductos hacia alguna otra batería de separación como José Colomo, Samaria Luna y/o otra, además de informar de manera anticipada a esta Comisión.

- Debido a los antecedentes que describe respecto a las etapas de exploración y desarrollo, se exhorta a que considere de manera preventiva, la visualización de un Programa de Control y manejo de este líquido con la intención de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de cada campo a largo plazo, Leyenda en futuros Planes de Desarrollo, así como identificar oportunidades que le permitan obtener un mejor beneficio económico tanto para el propio Licitante Ganador como para el estado.

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 proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Programa Provisional asociado al Área Contractual 9 de la Licitación CNH-R02-L03/2016, 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 el 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.

Se advierte que, con las Actividades Petroleras propuestas por el Licitante Ganador en el Programa de mérito, **se promueven las actividades de Extracción** de hidrocarburos del país, dado que 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.

Respecto del Campo Cafeto, se observa que tiene solamente un pozo productor activo, Cafeto-51. Durante el periodo del Programa Provisional (12 meses) el Licitante Ganador estima acumular 13.6 mb de aceite y 133.8 mmpc de gas. Si las declinaciones al final del Programa se extrapolaran durante el periodo de vigencia del Contrato y teniendo sólo como límite técnico lo relacionado con la capacidad del pozo para fluir, este pozo (1) permitiría producir las reservas remanentes 1P. El Licitante Ganador tendría contemplado **incrementar** durante el periodo del Programa Provisional **0.06 % el factor de recuperación de aceite y 0.22% el factor de recuperación de gas** en el campo Cafeto.

Por otra parte, el Campo Vernet tiene dos pozos productores activos, Vernet-36 y Vernet-295, el Licitante Ganador estima acumular 23.5 mb de condensado y 46.6 mmpc de gas. Si las declinaciones al final del Programa se extrapolaran durante el periodo de vigencia del Contrato

y teniendo sólo como límite técnico lo relacionado con la capacidad de los pozos para fluir, los (2) dos pozos permitirían producir las reservas remanentes 1P. El Licitante Ganador tendría contemplado **incrementar** durante el periodo del Programa Provisional **0.05 % el factor de recuperación de gas** el campo Vernet.

El Licitante Ganador por lo tanto estima producir 13.6 mb de aceite, 180.4 mmpc de gas y 23.5 mb de condensado para toda el Área Contractual.

Del contenido del Programa Provisional se advierte 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, por lo que se concluye que se **está utilizando la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos**, tomando en consideración lo señalado con antelación.

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.

Respecto del **aprovechamiento de gas**, se observa que el Licitante Ganador plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, dado que lo comercializará en su totalidad a PEP.

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.

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. Juan Carlos Pérez García
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