CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 4 de la Licitación CNH-R02-L02/2016

Licitante Ganador: Sun God Energía de México, S.A. de C.V en consorcio con 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 6

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 7

EXPLORACIÓN 7

DESARROLLO 8

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 8

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 9

III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 10

III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 12

III.6 COMERCIALIZACIÓN 12

III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 12

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 14

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 15

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO 15

VI.1 CONSIDERACIONES 15

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 22.5, INCISO H, DE LAS BASES DE LICITACIÓN Y EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS 16

VI.2 RECOMENDACIONES 16

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 16

aproximadamente a 86 km al Sur de la Ciudad de Reynosa, y a 56 Km al Noroeste de la Ciudad de San Fernando. Cuenta con una superficie de 446 km², respecto al polígono delimitador proporcionado por la CNH. Geológicamente el Área Contractual 4, se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. Esta Área Contractual, se encuentra conformada por los Campos Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero (Figura 3).

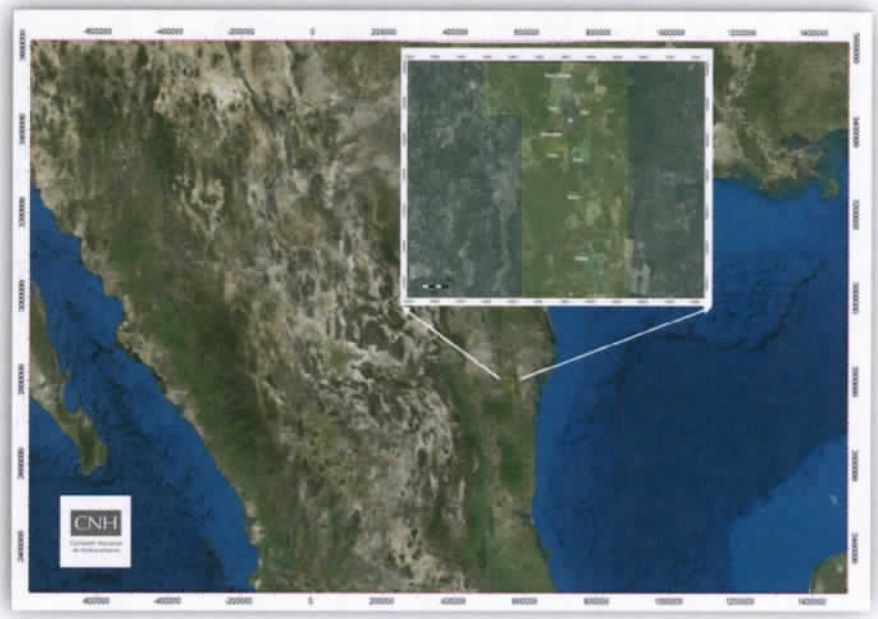

Fig. 1. Ubicación geográfica Área contractual 4 (Fuente CNH).

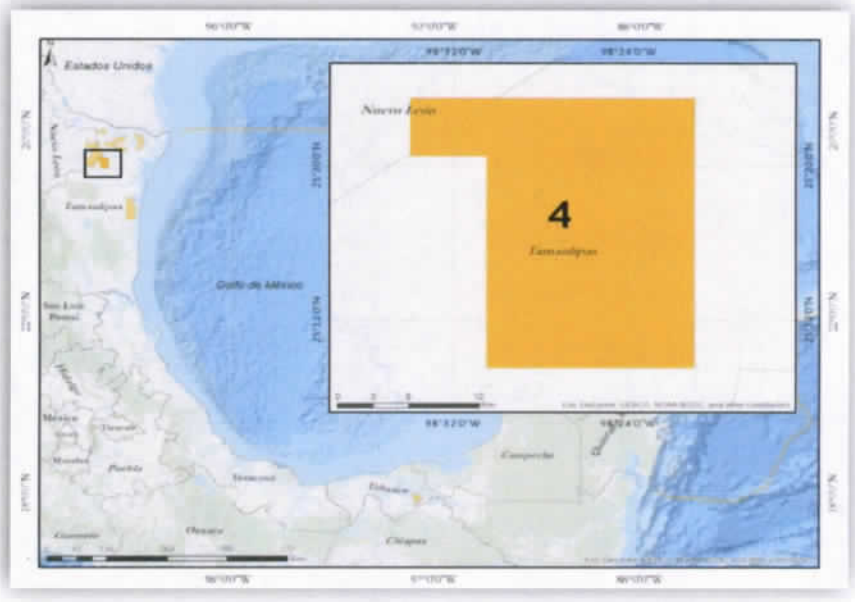

Figura 2. Localización y vértices del Área Contractual 4 (Fuente CNH).

El presente dictamen se refiere al Programa Provisional del Área Contractual 4 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, presentado Sun God Energía de México, S.A. de C.V., en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. 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 2016 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 4 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa denominada Sun God Energía de México, S.A. de C.V. en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	**Área Contractual 4 - Burgos**
Estados y municipios	Tamaulipas y Nuevo León - Méndez y Reynosa
Superficie	446 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	Campos: Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero Yacimientos: Oligoceno Vicksburg
Número pozos perforados en el Área	A enero de 2014 se han perforado un total de 126 pozos: 104 de desarrollo y 22 exploratorios
Colindancias	Norte: Colinda con los Poblados El Calabozo y Tenampa Sur: Campo Huizache Este: Campos Aquiles, Nutria y Huizache Oeste: los Campos Simbad, Alambra y Conquistador.

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

El Área Contractual 4 (Figura 1 y 2), se ubica los estados de Tamaulipas y Nuevo León, en los municipios de Méndez y ciudad de Reynosa, aproximadamente a 86 km al Sur de la Ciudad de

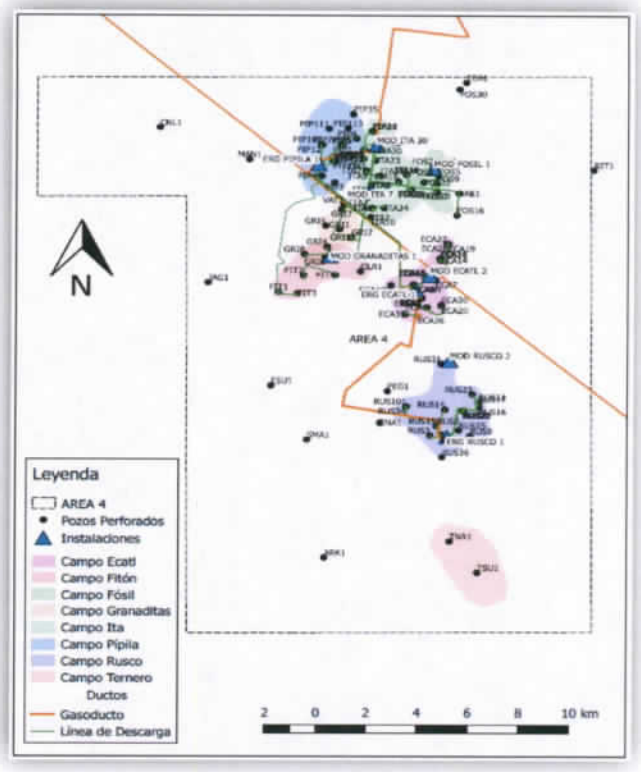

Figura 3. Mapa de ubicación de los Campos asociados al Área Contractual 4 (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

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 4 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.056/2017 de la DGDExt de esta Comisión.

Figura 4. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Programa Provisional.

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 regulan en sus artículos 3, fracción XXVII y 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 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) 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

Exploración

La exploración en el Área Contractual 4, se inició en el año 1962 con la perforación del pozo Valerio-1, resultando improductivo seco. De 1962 a 1988 se perforaron 6 pozos, resultando improductivo secos (Valerio-1, Valerio-2, Santa Maria-1, Enanos-1, Tenampa-1, Malinche-1), 1 pozo improductivo invadido de agua salada (Ternero Sur-1) y 1 pozo productor no comercial (Ternero-1). En el año 1989 con la perforación y terminación del pozo Pípila-1 en el intervalo 1972-1985 m en el Play Vicksburg, se estableció la producción de gas y condensado del área. En el año 1990 se perfora el pozo exploratorio Canal-1, resultando improductivo seco.

En los siguientes 9 años no se realizaron trabajos exploratorios en el área. En 1999, se perforó el pozo Galardón-1, quedando improductivo seco y no fue hasta el año 2002, cuando se perforó el pozo Ecatl-1 quedando como productor de gas y condensado en el intervalo 2435-2460 m en el Play Vicksburg. Posteriormente, se perforaron 4 pozos exploratorios resultando 2 productores (Granaditas-1, Ita-1), uno invadido de agua salada (Esquirla-1) y el otro productor no comercial (Pergamino-1). La propuesta de estos pozos fue con sísmica 2D de los prospectos Bóveda, Canal-Enanos y Pípila-Tenampa.

En abril de 2004 se entregó el cubo "Pípila-3D", el cuál abarca un área de 86 km^2. Esta información ayudó a interpretar detalladamente el sistema de fallas asociado a los yacimientos productores, destacando la identificación de estructuras tipo "Roll-Over". Basado en esta información, se generaron y aprobaron 4 localizaciones exploratorias, de las cuales se perforaron 2 de ellas, resultando el pozo Fitón-1 productor de gas y Fósil-1 quedando como productor de gas y condensado.

A partir del año 2005 hasta el año 2010, se perforaron 4 pozos exploratorios; 2 resultaron productores (Rusco-1, Rusco-101) y 2 invadidos de agua salada (Jaguares-1, Arareko-1). En total, en el Área Contractual 4 se han perforado un total de 22 pozos exploratorios, de los cuales 12 resultaron improductivos, 2 productores no comercial y 8 productores de gas y condensado, permitiendo el desarrollo de los campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila y Rusco.

La prospectiva del área fuè evaluada mediante la perforación de pozos, en la Formación Oligoceno Vicksburg. Los trabajos de terminación y reparación mayor a pozos consistían en disparar, abrir y fluir pozo por diferentes estranguladores a presa metálica y quemador ecológico. En los horizontes que lo requirieron se realizó fracturamiento hidráulico, monitoreo hasta fluir gas limpio y observar presión estabilizada, para luego realizar prueba de potencial con medidores trifásicos. En algunos pozos se tomó muestra para análisis cromatográfico, registros de variación de presión, registros de presión estáticos y fluyentes. Finalmente, se procedía a calibrar cada pozo previo a su entrega al Departamento de Producción.

Desarrollo

Se inicia el desarrollo del Área Contractual 4 como productor de gas húmedo en año de 1989, con la puesta en producción del pozo exploratorio Pípila-1 y a enero de 2014 se han perforado un total de 126 pozos: 104 de desarrollo y 22 exploratorios.

Entre los años 1991 y 1992, se perforaron 5 pozos de desarrollo en el campo Pípila, resultando productor de gas y condensado. En el periodo comprendido entre los años 1993 a 2001 no hubo perforación de pozos, reiniciándose la campaña en el año 2002, con la perforación de los pozos Ecatl-1, Granaditas-1, Ita-1, Fitón-1, Fosil-1, Rusco-1 y Rusco-101, desarrollando reservas para estos campos en el Play Productor Vicksburg.

Desde el año 2006 hasta el año 2014, se perforan 99 pozos de desarrollo (89 productores y 10 improductivos). A partir del año 2009, se inició la campaña de reparación mayor, realizándose un total de 43 trabajos de reparación mayor, de los cuales 29 trabajos resultaron exitosos y 14 improductivos.

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo principal del Programa Provisional para el Área Contractual 4, es dar continuidad operativa a las instalaciones existentes en los campos Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero, complementado con la revisión de pozos inactivos y toma de información necesaria diagnosticar las condiciones actuales de los pozos, a fin de mejorar 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).
- Estudio de integridad mecánica de las estaciones de recolección y compresión de gas.
- Intervención de pozos en el área para mantenimiento y rehabilitación.
- Mantenimiento a instalaciones de producción y ductos.
- Toma de información (presión estática, presión dinámica).
- Realización de pruebas de producción a los pozos activos del Área Contractual.
- Estudio de integridad mecánica a los pozos (calibración) y ductos.

En términos generales, se advierte 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 pozos produciendo al 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
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 las Estaciones de Recolección y Compresión de Gas Rusco-1, Pípila-1 y la Estación de Recolección de Gas Ecatl-1.				1									1
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	Mantenimiento operativo de 41 pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción.				41	41	41	41	41	41	41	41	41	41*
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Presión Estática					13	13	13	13	12	12	12	11	99
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Presión Dinámica					9	9	9	7	5	2			41
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Prueba de Producción					14	14	13						41
Intervención a Pozo	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Toma de información en pozos - Calibración					13	13	13	13	12	12	12	11	99

*Número de servicios a ejecutar por mes, en pozos activos.

Tabla 2. Actividades del Programa Provisional del Área Contractual 4 (Fuente: 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, levantamiento de información en los pozos perforados que se encuentran en producción o cerrados, siendo estas actividades las dirigidas a la realización de pruebas de producción y eventualmente la verificación de la profundidad interior (calibración) y la toma de presiones (estática y fluyente), con el propósito de determinar su capacidad de producción actual. En esta etapa se contempla realizar las siguientes actividades:

- Estudios de Línea Base Ambiental y Base Social: Estos estudios se realizarán con la finalidad de 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: Se realizarán 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 oleoductos hasta la Estación de Recolección y Compresión de Gas Cuitláhuac-1.

- 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 presión de fondo estático y dinámico. En los pozos cerrados se tomará registro de presión de fondo estático. Estos valores permitirán estimar el nivel de energía actual del área de drenaje de los pozos.

- Prueba de medición de producción trifásica: Se realizarán mediciones de producción de gas, agua y condensado con diferentes estranguladores en los pozos activos, para determinar su capacidad de producción actual.

- Calibración de tubería de producción: Se procederá a realizar calibración de la tubería de producción, para determinar la integridad y la profundidad interna (PI) en los pozos activos y cerrados.

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 realizaran 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, la estimación del pronóstico de producción la realizó teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Producción Base estimada según el comportamiento de producción más reciente de los pozos actualmente abiertos a producción, según la información suministrada por la CNH.

- La declinación se estimó mediante el comportamiento de producción de cada pozo, información suministrada por la CNH, considerando una tendencia del comportamiento futuro del Play Oligoceno Vicksburg mediante técnicas convencionales de curvas de declinación exponencial, siendo de 50% anual efectiva los primeros tres meses de vida productiva, para luego estabilizarse en 25% anual efectiva.

- El límite técnico económico que se consideró es de 0.03 mmpcd de gas por pozo.

- No se considera actividad de Perforación de Pozos Nuevos ni de Reparación Mayor, solo considera realizar trabajos asociados a mantenimiento de producción durante la vigencia del Programa Provisional.

- 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 2016 de 5.88 mmpcd, asociada a los 7 campos activos para esa fecha, (Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila y Rusco), ubicados dentro del Área Contractual, hasta la fecha efectiva de inicio de contrato (8 dic. 2017), obteniéndose un gasto diario estimado de 2.02 mmpcd de gas, correspondiente a los 4 campos (Ecatl, Fitón, Granaditas y Rusco) con reservas remanente para la fecha en mención.

Campo	Yacimiento	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Ecatl	Oligoceno Vicksburg	0.87	0.85	0.83	0.81	0.79	0.78	0.76	0.74	0.72	0.71	0.69	0.67
Fitón	Oligoceno Vicksburg	0.14	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11
Fósil	Oligoceno Vicksburg	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Granaditas	Oligoceno Vicksburg	0.63	0.62	0.60	0.59	0.58	0.56	0.55	0.54	0.52	0.51	0.50	0.49
Ita	Oligoceno Vicksburg	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pípila	Oligoceno Vicksburg	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Rusco	Oligoceno Vicksburg	0.33	0.32	0.31	0.31	0.30	0.29	0.28	0.28	0.27	0.26	0.26	0.25
Total Qg (mmpcd) Área Contractual 4	Oligoceno Vicksburg	1.97	1.93	1.88	1.84	1.79	1.75	1.71	1.67	1.63	1.59	1.55	1.52
Total Gp (mmmpc) Área Contractual 4	**Oligoceno Vicksburg**	**0.05**	**0.11**	**0.16**	**0.21**	**0.27**	**0.32**	**0.37**	**0.43**	**0.48**	**0.52**	**0.57**	**0.62**

Tabla 3. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: Licitante Ganador).

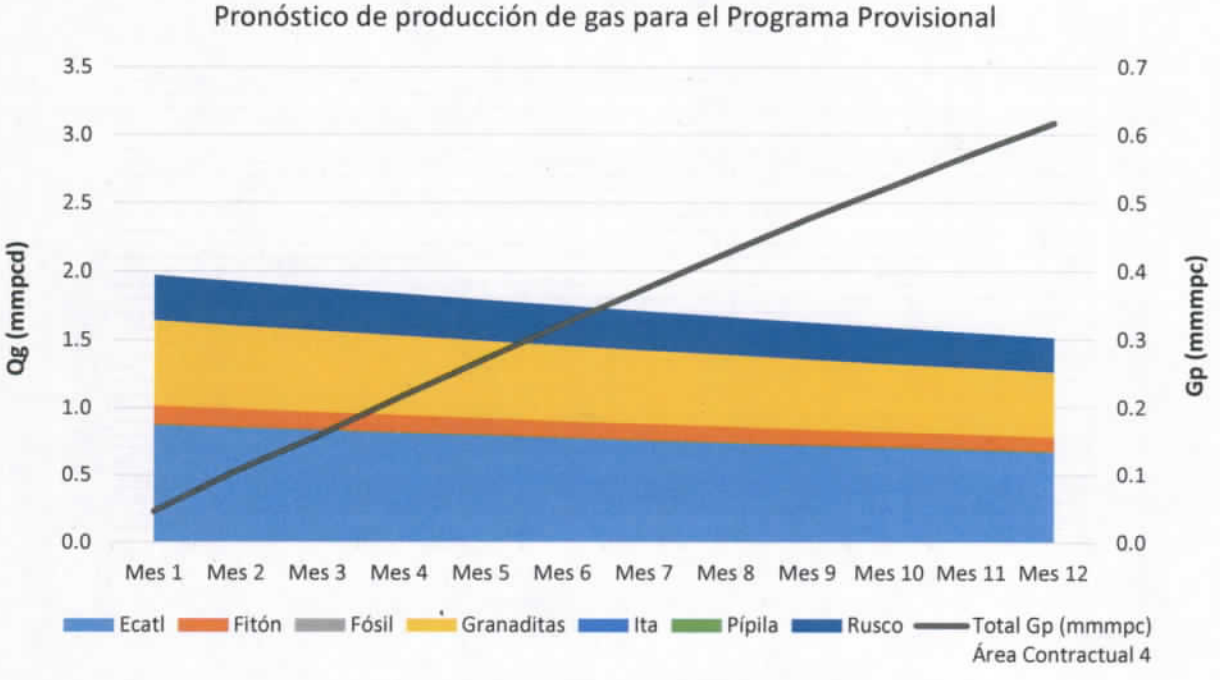

Figura 5. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

El Programa Provisional no incluye pronóstico de producción de líquido, debido a que no se reportan reservas de líquidos para el Área Contractual 4, sin embargo, es importante mencionar que, en el histórico de producción disponible hasta junio 2016, se reporta una producción acumulada de condensado de 41.7 mbls total área.

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.

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 Programa Provisional, estima una inversión de 1.683 millones de dólares y por concepto de gastos de operación, 3.419 millones de dólares, dando un total de

5.102 millones de dólares para llevar a cabo el Programa Provisional durante los 12 meses de ejecución del mismo.

i. Descripción

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, las inversiones y gastos de operación relacionados al Programa Provisional, se encuentra en la Tabla 5. Así mismo, las Figuras 6 y 7 representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera del monto de cada Actividad.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2017	2018	Monto
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	$431,900.00	$431,900.00
	Construcción de instalaciones	$0.00	$20,000.00	$20,000.00
	Intervención de pozos	$0.00	$527,400.00	$527,400.00
	Operación de instalaciones de producción	$0.00	$1,060,000.00	$1,060,000.00
	Ductos	$0.00	$135,000.00	$135,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$0.00	$80,100.00	$80,100.00
	Total	$397,510.27	$4,705,420.55	**$5,102,930.82**

Tabla 5. Inversiones y gastos de operación asociados al Programa Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos).
(Fuente: Licitante Ganador).

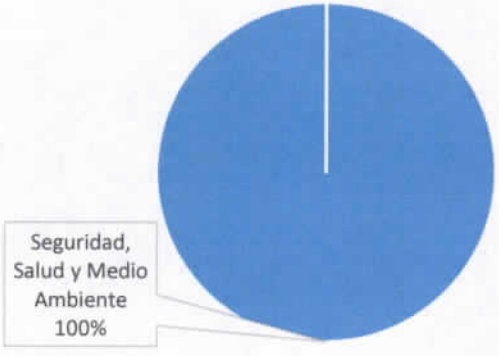

Figura 6. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Desarrollo
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

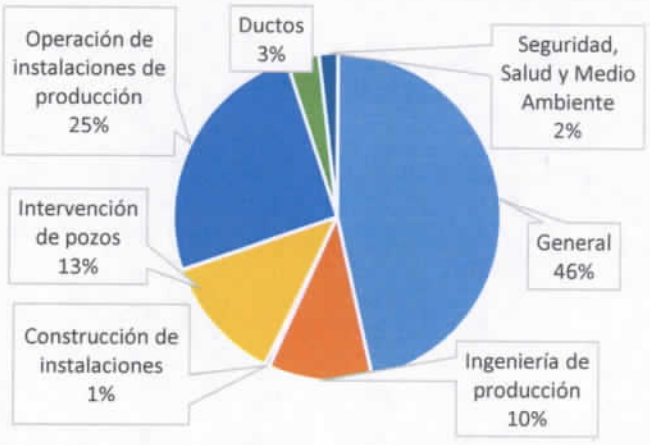

Figura 7. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Producción (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

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 siguiente tabla, 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 6. 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%, 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.

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:

- Los campos petroleros activos en el Área Contractual 4 son Ecatl, Fitón, Granaditas y Rusco, siendo que los campos Fósil, Ita y Pípila todos los pozos se encuentran cerrados, esta Comisión recomienda aprovechar los resultados de los estudios y toma de información en los pozos y considerar la implementación de tecnologías que permitan seguir recuperando la reserva remanente y maximizar el factor de recuperación de estos últimos campos petroleros en un futuro plan de desarrollo.

- Se recomienda identificar condiciones operativas de los pozos e instalaciones de producción, así como la filosofía de operación del campo con la finalidad de maximizar la producción de los pozos.

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 4 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 0.33 % el factor de recuperación de gas, con una declinación de producción del 25% AE, con el mantenimiento operativo de 41 pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción.

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.

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.

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. Alejandro Fernández Arellano
Director de Área

Validó

Ing. María Guadalupe Galicia Muñoz
Directora General Adjunta

Autorizó

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

Anexo: Programa Provisional asociado al Área Contractual 2 de la Licitación CNH-R02-L02/2016.