CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Actualización del Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 Área Contractual 4 Burgos

Contratista: Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Noviembre 2018

I. INTRODUCCIÓN. 4
I.1 DATOS DEL CONTRATISTA 4
I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL 4
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 7
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 8
III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 9
EXPLORACIÓN 9
DESARROLLO 9
III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 10
III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 13
III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 14
III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 16
III.6 COMERCIALIZACIÓN 17
III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 18
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 21
V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 22
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE SE APRUEBA LA ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO. 22
VI.1 CONSIDERACIONES 22
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DE LA CLÁUSULA 4.1 DEL CONTRATO, ASÍ COMO DEL ARTÍCULO 24 Y EL ANEXO VI DE LOS LINEAMIENTOS 22
VI.2 RECOMENDACIONES 23
VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 23

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos generales del Contrato. 4
Tabla 2. Vértices del Polígono del Área Contractual. 6
Tabla 3. Características principales de los Campos del Área Contractual. 7
Tabla 4. Pozos del Área Contractual útiles para el Contratista. 10
Tabla 5. Actividades de la actualización del Programa Provisional del Área Contractual. 12
Tabla 6. Pronóstico de Producción de Gas (MMpcd) para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual. 14
Tabla 7. Pronóstico de Producción de Condensado (BPD) para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual. 15
Tabla 8. Calidad de los hidrocarburos extraídos del Área Contractual. 17
Tabla 9. Puntos de Entrega para el Gas y el Condensado proveniente del Área Contractual. 17
Tabla 10. Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en dólares de los EE. UU.). 19
Tabla 11. Distribución del presupuesto por Sub-actividad Petrolera (Montos en dólares de los EE. UU.). 20
Tabla 12. Indicadores de desempeño. 21

Lista de Figuras

Figura 1. Ubicación del Área Contractual. 5
Figura 2. Localización y vértices del Área Contractual. 5
Figura 3. Mapa de ubicación de los Campos asociados al Área Contractual. 6
Figura 4. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la actualización del Programa Provisional. 8
Figura 5. Cronograma de actividades. 11
Figura 6. Pronóstico de Producción de Gas para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual. 15
Figura 7. Pronóstico de Producción de Condensado para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual. 16
Figura 8. Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto actualizado (monto en miles de dólares de 2018 de los EE. UU.). 18
Figura 9. Distribución del presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total $11.63 millones de dólares de los EE. UU.). 19

El presente dictamen se refiere a la actualización del Programa Provisional del Área Contractual 4 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista) mediante escrito sin número, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 30 de julio de 2018 derivado del ACUERDO General CNH.E.35.003/18 del 14 de junio de 2018 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2 (en adelante, Acuerdo General)

I. Introducción.

I.1 Datos del Contratista

El 21 de julio de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), el Fallo de la Licitación Pública Internacional 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 CNH-R02-L02-A4.BG/2017, Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 4 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa denominada Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

El Órgano de Gobierno de la Comisión mediante resolución CNH.E.65.005/17 autorizó el Programa Provisional del Área 4 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por 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., con fecha de 7 diciembre 2017 cuya vigencia no podrá ser mayor de un año (12 meses), y fecha de firma de Contrato de 8 diciembre 2017. Así como también contando con la aprobación del Punto de Medición Provisional, mediante Resolución CNH.E.65.006/17 con misma fecha de aprobación, del 7 de diciembre de 2017.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Área Contractual
Estados y municipios	Municipios de Méndez y Reynosa en el estado de Tamaulipas, y municipio de China en el estado de Nuevo León.
Superficie	440.313 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, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero Yacimientos: Oligoceno Vicksburg
Número pozos perforados en el Área	126 pozos perforados: 42 activos, 52 cerrados y 32 abandonados. 12 pozos sin Campo asociado, Ecatl 23 pozos, Fitón 4 pozos, Fósil 12 pozos, Granaditas 8 pozos, Ita 25 pozos, Pípila 19 pozos, Rusco 21 pozos y Ternero 2 pozos. En poder del Contratista: 83 pozos perforados - 42 activos, 41 cerrados y 0 abandonados
Colindancias	Norte: Poblados El Calabozo y Tenampa Sur: Campo Huizache Este: Campos Aquiles, Nutria y Huizache Oeste: los Campos Simbad, Alambra y Conquistador.

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Comisión)

El Área Contractual (Figura 1 y Figura 2), se ubica en los municipios de Méndez y Reynosa en el estado de Tamaulipas, y en el municipio de China en el estado de Nuevo León, 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 440.313 km², respecto al polígono delimitador proporcionado por la Comisión Tabla 2. Geológicamente el Área Contractual, se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. Esta Área Contractual, se encuentra conformada por los Campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero, Figura 3. Desatacando entre sus características principales por Campo en la Tabla 3.

Figura 1. Ubicación del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

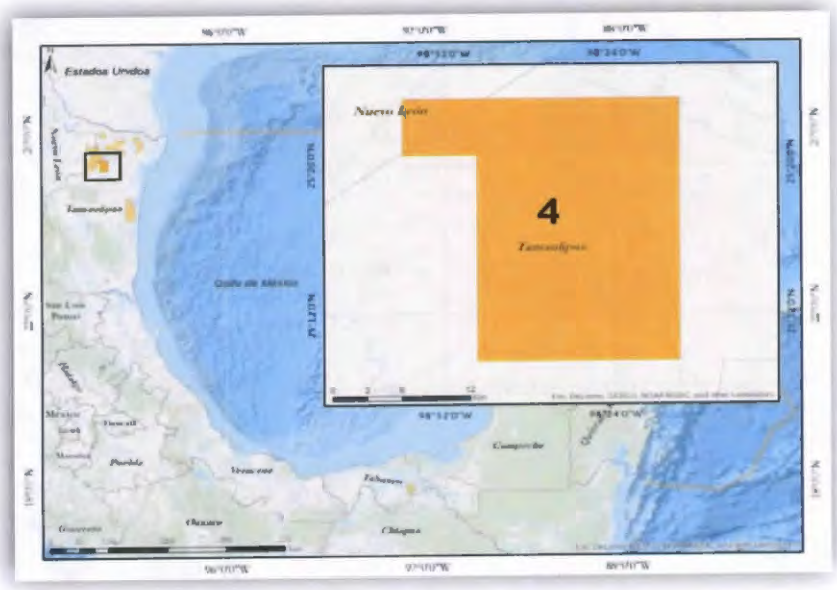

Figura 2. Localización y vértices del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

Área Contractual	Provincia Petrolera	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
4	Burgos	1	98° 21' 00"	25° 09' 30"
		2	98° 30' 30"	25° 09' 30"
		3	98° 30' 30"	25° 20' 30"
		4	98° 34' 00"	25° 20' 30"
		5	98° 34' 00"	25° 23' 30"
		6	98° 21' 00"	25° 23' 30"

Tabla 2. Vértices del Polígono del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

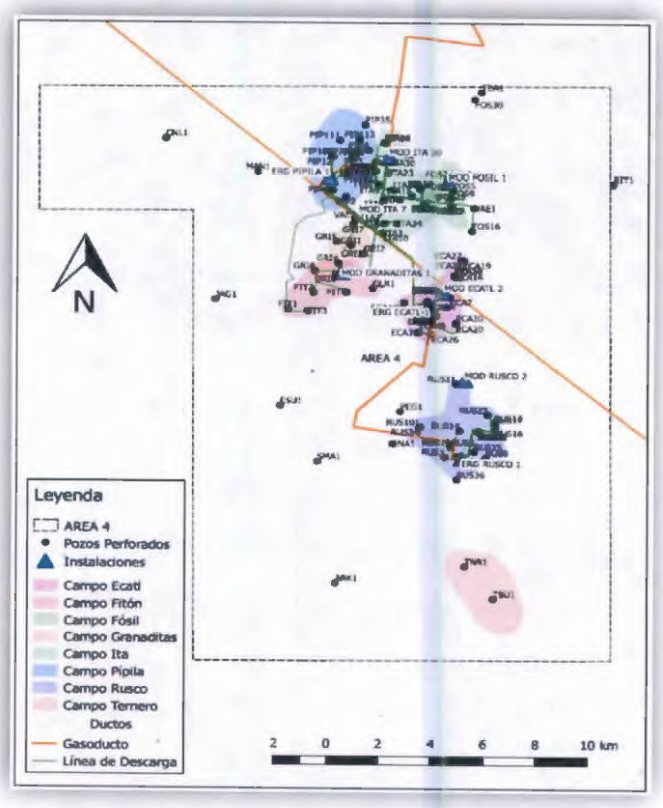

Figura 3. Mapa de ubicación de los Campos asociados al Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

[redacted]

Campo	Área Contractual									
Área Contractual (km²)	440.313									
Campos del área	Ecatl	Fitón	Fósil	Granaditas	Ita	Pípila	Rusco	Ternero	Sin Campo asociado	Total
Área (km²)	6.12	6.16	3.53	3.84	9.74	9.24	9.79	7.77		
Año de descubrimiento	2007	2004	2007	2006	2006	1990	2010	1970		
Era	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno									
Profundidad promedio (m)	1,400-2,400	1,700-1,950	1,800-2,500	2,040-2,350	1,440-2,100	1,750-2,400	1,900	2,070		
Pozos AC4	23	4	12	8	25	19	21	2	12	126
Pozos útiles	20	2	6	8	16	10	20	1		83
Pozos útiles activos	8	1	4	6	2	6	15	0		42
Porosidad intergranular (%)	11.8-14.2	13.8-17.5	10.7-17.0	11.9-12.8	16.3	10.7-18.2	13.1	7.4-7.5		
Permeabilidad matricial (mD)	0.03-0.26	0.09-1.09	0.02-0.45	0.04-0.15	0.32-1.93	0.02-2.16	0.27	0.04-0.015		
Saturación agua (%)	51.4-55	60.4-61.2	57.1-60.5	50.5-60.1	46.6-58.9	54.3-64.3	54.3	90.5-94.6		
Espesor neto (m)	5.4-28.2	5.37-26.27	8.95-33.0	1.0-6.6	21.2-22.5	2.8-20.1	38.37	188.52		
Tipo Hidrocarburo	Gas							Aceite		
Mecanismo de empuje principal	Expansión del sistema roca-fluidos (Campo Rusco: +Empuje hidráulico).									

Tabla 3. Características principales de los Campos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la actualización del Programa Provisional propuesto por el Contratista, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDExt), Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, Dirección General de Medición, Dirección General de Comercialización de Producción y a la Dirección General de Administración Técnica de Contratos, todas estas de esta Comisión. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), 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 proceso de evaluación, dictamen y resolución para la actualización del Programa Provisional presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0108/2018 de la DGDExt de esta Comisión.

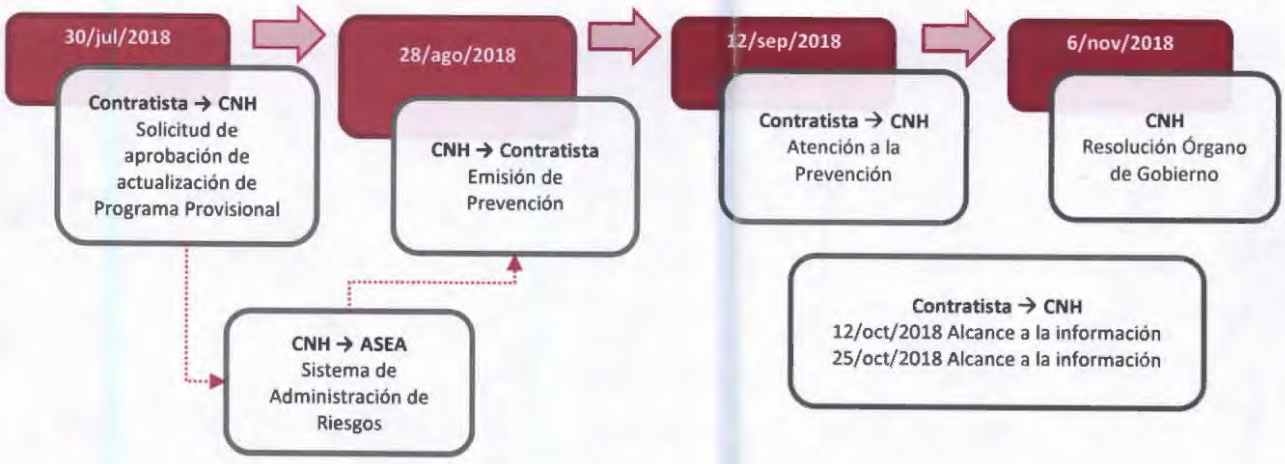

Figura 4. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la actualización del Programa Provisional.

(Fuente: Comisión)

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

La evaluación de la presente actualización al 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 VI denominado "Guía para los Planes Provisionales", y en consideración con el acuerdo general CNH.E.35.003/18 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016, en atención a lo siguiente:

- La actualización del Programa Provisional fue presentada por el Contratista en cumplimiento al Acuerdo General, así como a lo dispuesto por la Cláusula 4.1 del Contrato y que refieren que el Programa Provisional 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 los artículos 3, fracción XXVII, 24 y el Anexo VI 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 Contratista derivado de la adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.

- Los Programas Provisionales 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 la Cláusula 4.1 del Contrato así como 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 la actualización del Programa Provisional presentado por el Contratista permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, así como la producción comercial de los campos de aceite y gas asociado a actividades de reparaciones de pozos por un periodo equivalente desde la aprobación de la presente actualización del Programa Provisional, considerando la actualización de actividades por los meses restantes del Programa Provisional vigente, más 12 meses correspondientes a la actualización del Programa Provisional.

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

Exploración

La exploración en el Área Contractual 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 1,972-1,985 m en el Play Vicksburg, se estableció la producción de gas y condensado del área. En el año 1990, se perforó 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 2,435-2,460 m en el Play Vicksburg. Posteriormente, se perforaron 4 pozos exploratorios resultando 2 productores (Granaditas-1, Ita-1), 1 invadido de agua salada (Esquirla-1) y 1 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 km². 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 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 fue 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 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 perforaron 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, Fósil-1, Rusco-1 y Rusco-101, desarrollando reservas para estos campos en el Play Productor Vicksburg.

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.

Dentro del Área Contractual, hay un total de 83 pozos perforados útiles para el Contratista, 42 pozos activos con una producción a julio 2018 reportada por el Contratista de 4.515 MMpcd, 41 pozos cerrados y 0 pozos abandonados. Se tiene una producción acumulada reportada por el Contratista de 81.8 MMMpc de gas, 277.12 Mbls de condensado y 835.33 Mbls de agua, a enero de 2018.

	Condición	Pozos útiles
Pozos dentro del Área Contractual	Abiertos	42
	Cerrados	41
	Taponados	0
	Total	83

Tabla 4. Pozos del Área Contractual útiles para el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo principal planteado por el Contratista para la actualización del Programa Provisionales dar continuidad operativa a las actividades de producción de los pozos y a las instalaciones existentes en los campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco, Ternero, por un periodo equivalente desde la aprobación del presente Programa hasta el inicio del Plan de Desarrollo.

Las actividades consideradas por el Contratista para el Programa Provisional incluyen:

1. Mantenimiento operativo a pozos activos.
2. Reparaciones Mayores (8) y Reparaciones Menores (20).
3. Actualización de los modelos petrofísico y sedimentario, así como la actualización y certificación de reservas.
4. Mantenimiento de la infraestructura para el manejo y transporte de la producción.
5. Programa de adquisición y toma de información a los pozos productores.
6. Estudio de optimización de redes de producción en superficie, así como la ingeniería de detalle y construcción de la infraestructura necesaria.
7. Estudio de las vías de acceso estratégicas para asegurar la continuidad operativa en el Área Contractual.

Siendo que todas las actividades contempladas en la presente actualización del Programa Provisional son adicionales al Programa Provisional vigente.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado Figura 5, 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 Contratista.

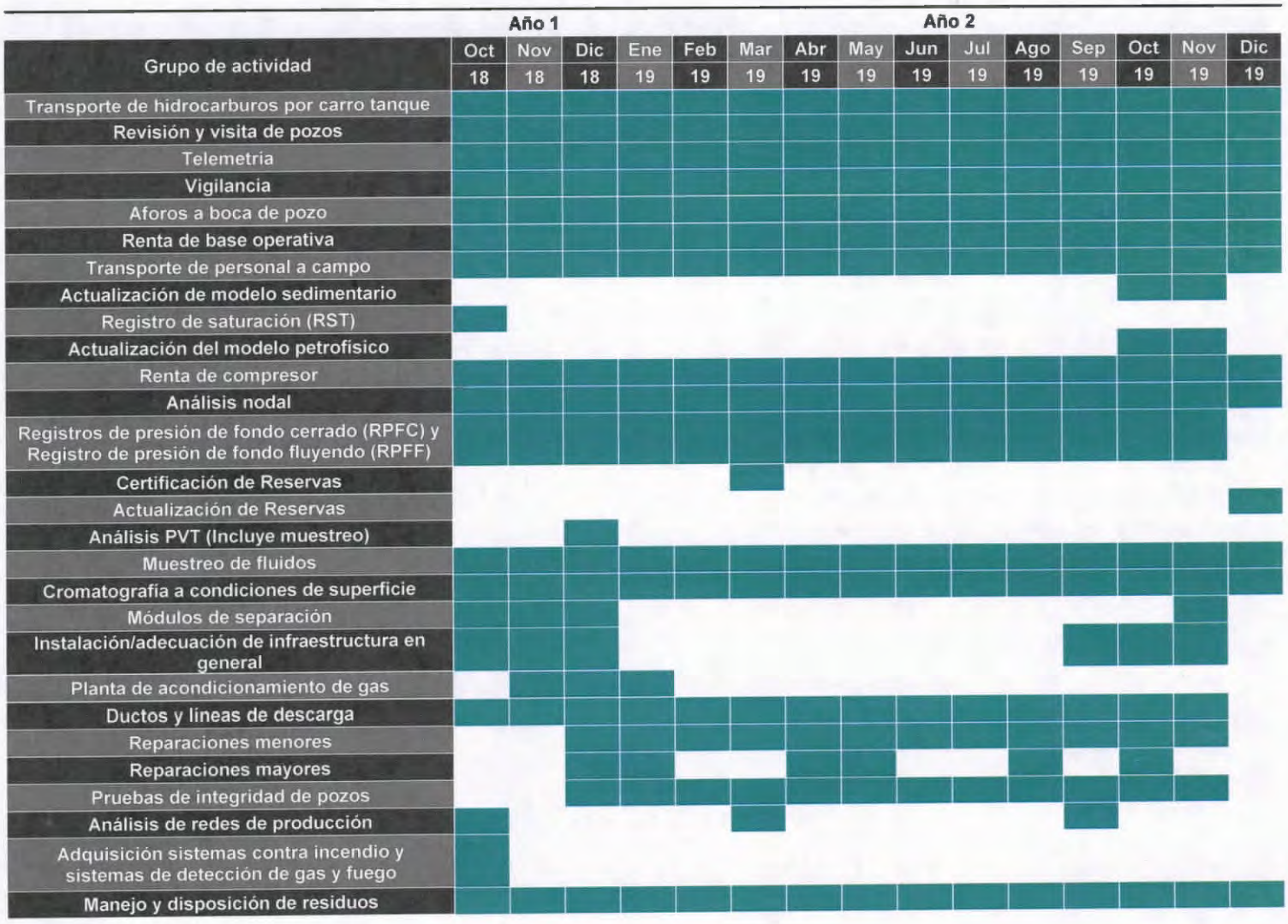

Figura 5. Cronograma de actividades.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

En atención a la aprobación de la propuesta de actualización al Programa Provisional, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea acorde con la fecha de aprobación de la actualización del Programa Provisional.

Sub-tarea Descripción	Campo	Año 1									Año 2						Total del Contrato
		Oct 18	Nov 18	Dic 18	Ene 19	Feb 19	Mar 19	Abr 19	May 19	Jun 19	Jul 19	Ago 19	Sep 19	Oct 19	Nov 19	Dic 19	
Transporte de hidrocarburos por carro tanque	Rusco	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Revisión y visita de pozos	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Telemetria	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Vigilancia	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Aforos a boca de pozo	AC4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	30
Renta de base operativa	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Transporte de personal a campo	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Actualización de modelo sedimentario	AC4													1	1		2
Registro de saturación (RST)	Rusco 21	1															1
Actualización del modelo petrofísico	AC4													1	1		2
Renta de compresor	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Análisis nodal	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Registros de presión de fondo cerrado (RPFC) y Registro de presión de fondo fluyendo (RPFF)	Ecatl			1							1						2
RPFC y RPFF	Fitón				1							1					2
RPFC y RPFF	Fósil					1							1				2
RPFC y RPFF	Granaditas						1							1			2
RPFC y RPFF	Ita							1							1		2
RPFC y RPFF	Pipila		1							1							2
RPFC y RPFF	Rusco	1							1								2
Certificación de Reservas	AC4						1										1
Actualización de Reservas	AC4															1	1
Análisis PVT (Incluye muestreo)	Rusco			1													1
Muestreo de fluidos	Rusco	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Cromatografia a condiciones de superficie	Pipila	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Cromatografia a condiciones de superficie	Rusco	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
Módulos de separación	AC4	1	1	1											1		4
Instalación/adecuación de infraestructura en general	AC4	1	1	1									1	1	1		6
Planta de acondicionamiento de gas	AC4		1	1	1												3
Ductos y lineas de descarga	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		14
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Ecatl 35			1													1
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Granaditas 1									1							1
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Ita 4											1					1
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Ita 11									1							1
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Ita 16										1						1
Reparación menor: Fracturamiento Hidráulico	Pipila 10								1								1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Ecatl 34			1													1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Ecatl 30				1												1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Fitón 1					1											1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Fitón 4					1											1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Fósil 9						1										1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Fósil 16						1										1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Ita 28										1						1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Pipila 102							1									1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Rusco 4												1				1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Rusco 4												1				1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Rusco 19												1				1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Rusco 23													1			1
Reparación menor: Re-Fracturamiento Hidráulico	Rusco 31														1		1
Reparación menor: Reactivación de intervalo	Rusco 16											1					1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Ecatl 34			1													1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Ecatl 7				1												1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Pipila 102							1									1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Pipila 102							1									1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Pipila 5							1									1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Granaditas 4								1								1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Rusco 16											1					1
Reparación mayor: Nuevo intervalo	Rusco 21													1			1
Pruebas de integridad de pozos	AC4			2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1		23
Análisis de redes de producción	AC4	1					1						1				3
Adquisición sistemas contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego	AC4	1															1
Manejo y disposición de residuos	AC4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15

Tabla 5. Actividades de la actualización del Programa Provisional del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

Referente al pozo Pipila-10, el cual fue declarado como no útil por el Contratista el 3 de octubre de 2018, en cumplimiento a la cláusula 3.3 inciso (b) del Contrato, es importante señalar que, en términos del Contrato, los pozos y líneas de descarga determinados como no útiles no podrán ser operados por el mismo durante el periodo previo a su abandono.

III.3 Toma de información o estudios

El Contratista, en la actualización del Programa Provisional, propone la adquisición de información y la realización de estudios de los campos productores, actualizando el modelo petrofísico y sedimentario del yacimiento para evaluar oportunidades adicionales al desarrollo de los campos. En esta etapa el Contratista contempla realizar las siguientes actividades:

- **Revisión de expedientes y actualización de información.** Esto con el objetivo de actualizar y evaluar las oportunidades actuales en el campo, así como complementar la información de pozos incorporados al Área Contractual.

- **Aforos a boca de pozo.** Se programa el aforo de manera mensual, con el propósito de conocer el aporte de producción, así como definir su calidad para efectos de comercialización.

- **Pruebas de producción.** En caso de ser necesario, se ejecutarán este tipo de pruebas por el Contratista como resultado de los pozos de evaluación realizados dentro del Plan de Evaluación, esto con el objetivo de obtener información básica para el manejo óptimo de la producción.

- **Estudios de integridad de pozos.** En caso de tener condiciones favorables como resultado de la toma y evaluación de la información, se contemplará la intervención a pozos. En caso de realizarse, el Contratista tiene contemplado un estudio de integridad mecánica previo a la ejecución de cualquier intervención, con el objetivo de validar la existencia de condiciones seguras de operación. Esta actividad no incluye el mantenimiento regular que se efectúa sobre los pozos en superficie.

- **Medición de presiones y temperatura de pozos.** Con el objetivo de validar el comportamiento de presión, ajustar índices de productividad y generar datos para estudios posteriores se considera la toma de registros de presión de fondo con pozo cerrado y de fondo con pozo fluyente.

- **Cromatografía de gases, análisis PVT y muestreo de fluidos.** Para determinar las características de los hidrocarburos producidos y la compatibilidad con la corriente a la que se propone incorporar la producción de cada uno de ellos, estos estudios serán efectuados al inicio de la actualización al Programa Provisional por el Contratista. En el caso particular de PVT, la captura de muestras para este tipo de estudios está condicionada a la existencia del yacimiento de las condiciones necesarias para obtener resultados significativos.

Preparación técnica para el Plan de Desarrollo para la Extracción

Con la información recopilada y obtenida, el Contratista, tiene contemplado realizar los siguientes estudios, los cuales fungirán como insumo para que pueda estar en posibilidad de diseñar el Plan de Desarrollo para la Extracción:

- **Modelo petrofísico y sedimentario.** Modelos requeridos en continua actualización para la evaluación de prospectos y caracterización de yacimientos.

- **Caracterización de fluidos.** Actividad necesaria para determinar la calidad de los fluidos producidos con el fin de determinar su valor comercial, así mismo es de suma importancia para las áreas de yacimientos, producción y aseguramiento del flujo.

- **Análisis nodal.** Para validar índices de productividad y evaluar soluciones para la mejora del desempeño del pozo.

- **Análisis de redes de producción.** Optimizar y maximizar el flujo de producción en superficie.

- **Certificación de reservas.** Actividad necesaria para dar acreditación en los valores actuales de reservas.

III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Contratista fue realizado para el periodo de 12 meses de duración de la actualización del Programa Provisional, la estimación del pronóstico de producción fue realizado mediante Análisis de Curvas de Declinación, para los pozos que actualmente se encuentran productores (caso base). Este historial de producción corresponde a los campos Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila y Rusco.

Utilizando la ecuación:

$$q_g(t) = q_{gi} \times e^{-D_i t}$$

Donde:
$q_g(t)$: gasto de producción pronosticado a un tiempo, t (MMpcd)
q_{gi}: gasto inicial de producción de gas (MMpcd)
Di: tasa de declinación inicial (1/año)
t: tiempo (meses).

A través de la elaboración de gráficos y diferencial de producción, el Contratista a través del tiempo logró identificar la declinación de cada uno de los pozos productores en los cuales pudiera establecer una historia de producción con declinación asociada para la actualización al Programa Provisional.

Los valores y gráficas de dichos pronósticos de producción para la actualización del Programa Provisional se observan en las Tabla 6, Figura 6, Tabla 7 y Figura 7, en donde se registra una producción acumulada de gas al finalizar dicho período de 7.3 MMMpc (Fr: 3.2%) y de condensado de 39,700 bls (Fr: 0.14%).

Campo	Yacimiento	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Ecatl	OV 3	0.0	0.0	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	OV 26	0.8	0.8	0.8	5.4	4.6	4.0	3.5	3.1	2.7	2.4	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5
	OV 28	1.5	1.4	3.9	3.5	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5	2.3	2.2	2.0	1.9	1.8	1.7
Fitón	OV 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	OV 20	0.1	0.1	0.1	0.1	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Fósil	OV 26	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	OV 28	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	2.6	1.9	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0
Granaditas	OV 26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	OV 28	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.9	2.9	2.5	2.3	2.1	2.0	1.8	1.7
Ita	OV 3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.8	0.7	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
	OV 26	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.9
Pipila	OV 28	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	8.6	10.0	9.1	8.3	7.7	7.2	6.7	6.3	5.9
	OV 30	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Rusco	OV 3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	2.2	2.6	2.7	2.8	2.8
Total AC 4 (MMpcd)	-	**6.0**	**5.8**	**8.7**	**12.6**	**12.6**	**13.8**	**19.7**	**21.6**	**21.6**	**21.1**	**21.6**	**20.6**	**19.4**	**18.5**	**17.4**
Total Acumulado AC 4 (MMMpc)	-	**0.2**	**0.4**	**0.6**	**1.0**	**1.4**	**1.8**	**2.4**	**3.1**	**3.7**	**4.4**	**5.0**	**5.6**	**6.2**	**6.8**	**7.3**

Tabla 6. Pronóstico de Producción de Gas (MMpcd) para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

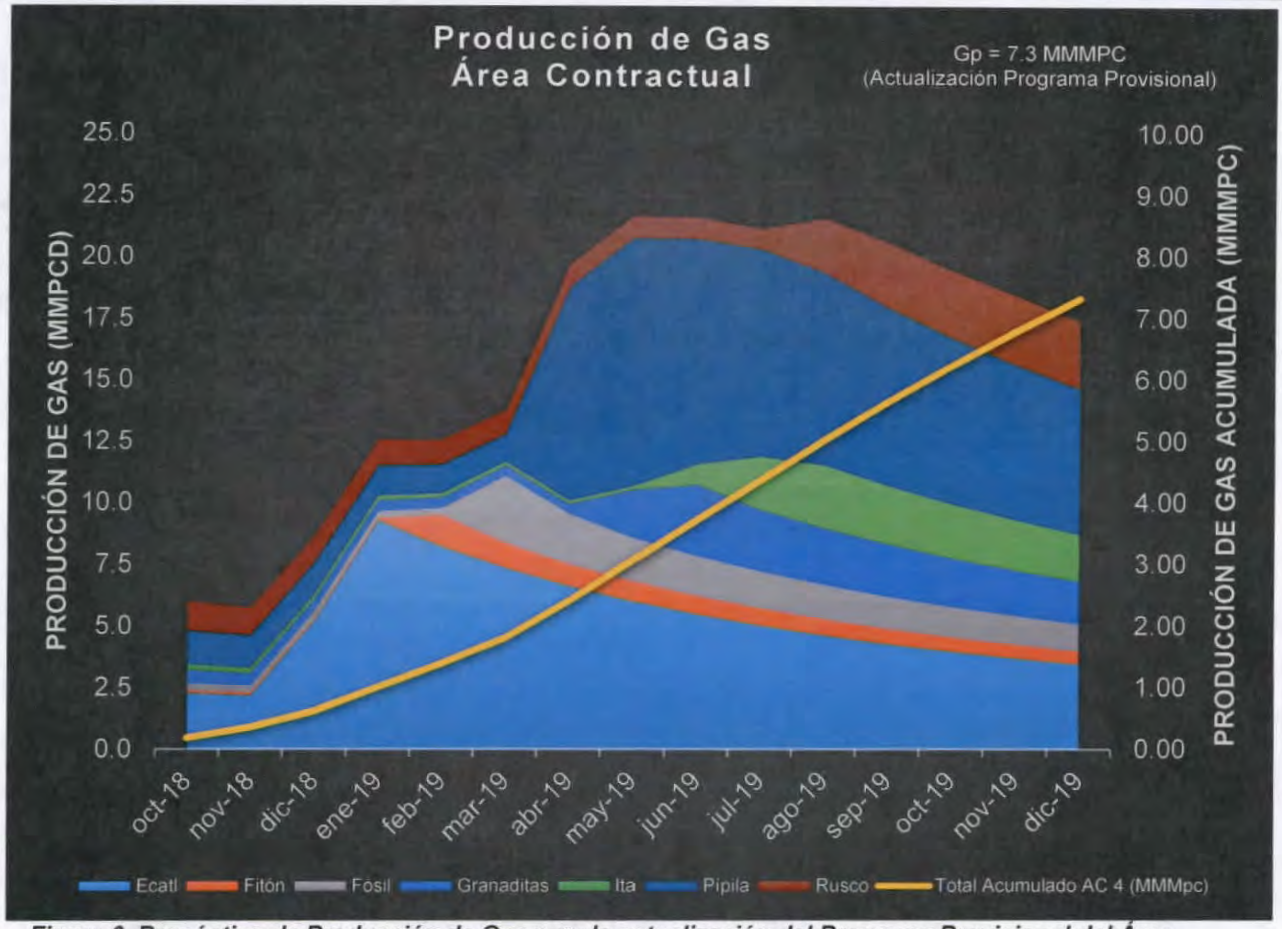

Figura 6. Pronóstico de Producción de Gas para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

Campo	Yacimiento	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Ecatl	OV 3	0.0	0.0	3.5	2.8	2.5	2.4	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8
	OV 26	5.7	5.6	5.4	36.4	31.3	27.2	23.7	20.9	18.5	16.5	14.8	13.3	12.1	11.0	10.1
	OV 28	9.9	9.4	26.6	23.8	22.0	20.5	19.1	17.9	16.7	15.7	14.7	13.8	13.0	12.2	11.5
Fitón	OV 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	OV 20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fósil	OV 26	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	OV 28	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	5.8	4.2	3.6	3.3	3.0	2.8	2.6	2.5	2.3	2.2
Granaditas	OV 26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	OV 28	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.8	2.7	2.4	2.2	2.0	1.9	1.7	1.6
Ita	OV 3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6
	OV 26	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5
Pipila	OV 28	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.5	19.9	23.3	21.1	19.4	18.0	16.7	15.6	14.6	13.7
	OV 30	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Rusco	OV 3	19.1	18.3	17.6	16.9	16.2	15.6	15.0	14.5	13.9	13.4	47.9	73.3	81.6	84.3	82.3
Total AC 4 (BPD)	-	**39.1**	**37.5**	**57.2**	**83.9**	**75.9**	**74.9**	**85.3**	**84.7**	**79.3**	**74.1**	**104.2**	**125.4**	**130.2**	**129.6**	**124.8**
Total Acumulado AC 4 (MBLS)	-	**1.2**	**2.3**	**4.1**	**6.6**	**8.9**	**11.2**	**13.7**	**16.3**	**18.7**	**20.9**	**24.1**	**27.9**	**31.8**	**35.7**	**39.5**

Tabla 7. Pronóstico de Producción de Condensado (BPD) para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

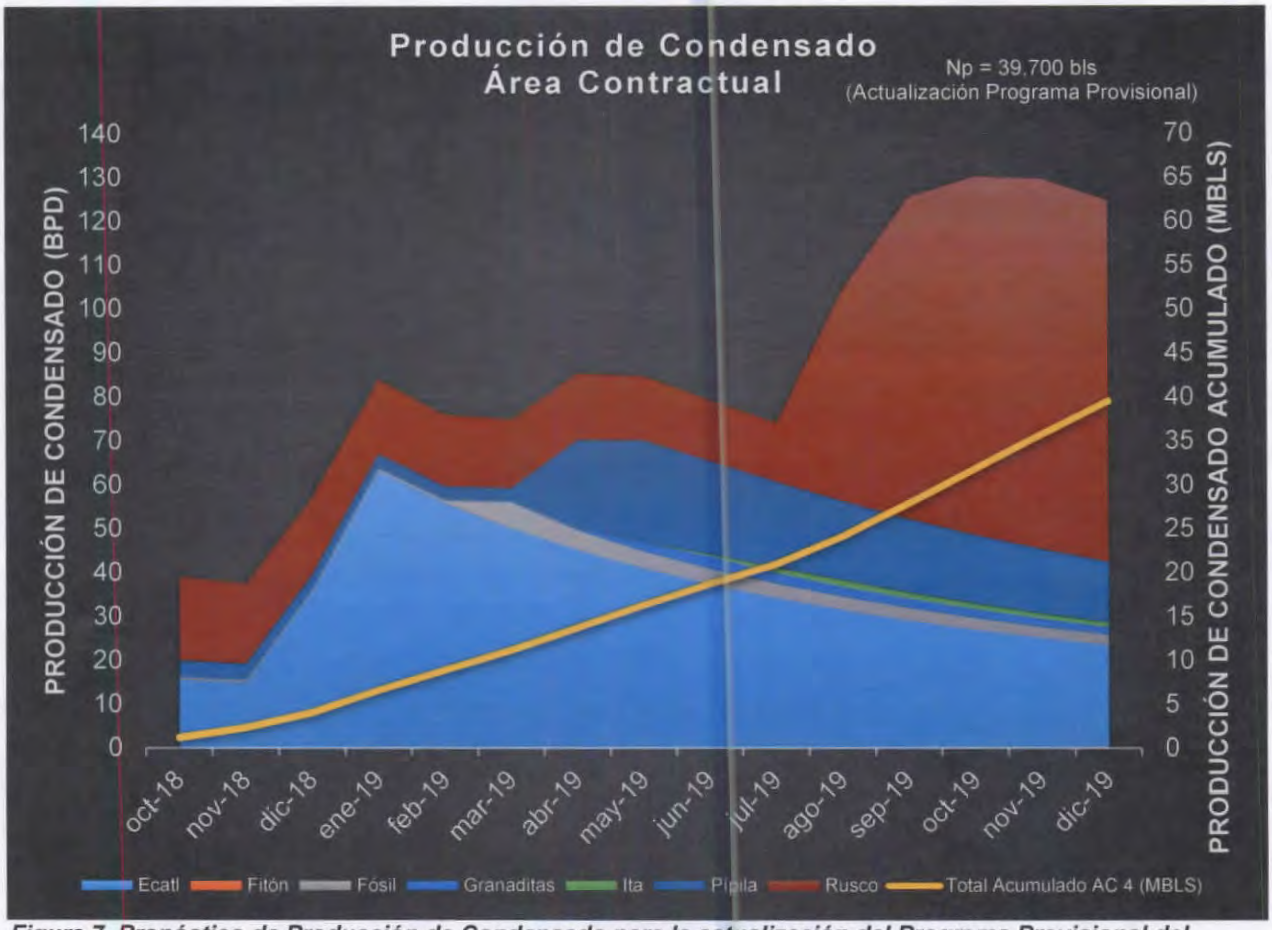

Figura 7. Pronóstico de Producción de Condensado para la actualización del Programa Provisional del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

III.5 Medición de Hidrocarburos

Derivado de la revisión a la información presentada por el Contratista, se identifica que seguirá realizando la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, en el Punto de Medición Provisional que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.006/17. Por lo que la Dirección General de Medición determina que es viable que se continúe midiendo y reportando los hidrocarburos del Área.

Asimismo y derivado de que de las actividades propuestas por el Contratista como parte de la actualización del Programa Provisional objeto del presente dictamen, se advierte que se obtendrá producción de Condensados, por lo que el Contratista deberá contar con un Punto de Medición provisional para llevar a cabo medición, determinación o asignación del volumen calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, en términos de lo establecido en el artículo 42, párrafos segundo, tercero y cuarto de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH).

III.6 Comercialización

Los volúmenes de producción que se extraigan del Área Contractual se enviarán a las diferentes Estaciones de Recolección de Gas (ERG) (Pípila, Rusco y Ecatl), para ser enviados posteriormente a una Planta de acondicionamiento de gas, para comercializar la producción en la Central Km19 (Escenario 1). Un segundo escenario visualizado por el Contratista se encuentra en un punto de internación al SISTRANGAS (Escenario 2). La calidad del gas para tanto para el Escenario 1 como para el Escenario 2 se espera que el gas cumpla con lo establecido en la NOM-001-SECRE-2010, Tabla 8.

Campo	Poder Calorífico (BTU/pc)	C_1 (%)	C_2 (%)	C_3 (%)	iC_4 (%)	nC_4 (%)	iC_5 (%)	nC_5 (%)	C_6+ (%)	CO_2 (%)	N_2 (%)
Ecatl	1045.61	91.08	5.24	1 49	0 44	0.34	0 16	0 10	0.25	0.67	0 24
Fitón	1005.38	94 47	3 16	0.77	0.21	0 16	0 08	0 05	0 17	0.77	0 15
Fósil	1023.63	93 14	3 69	1 02	0 36	0.25	0 14	0 08	0.29	0.40	0 62
Granaditas	999 93	93 93	2 87	0 83	0 25	0 18	0 07	0 05	0.22	1 22	0.38
Ita	1026.92	93 58	3.54	1 09	0.36	0.26	0 14	0 08	0.30	0 35	0 32
Pípila	1005 19	95.29	2 42	0.72	0.20	0.19	0 08	0 06	0.21	0 67	0 16
Rusco	1041 14	92 39	3 43	1 33	0.57	0.55	0 21	0.20	0 29	0 55	0 48
Ternero	1022.65	92 62	4.12	0 97	0 34	0 24	0 15	0 10	0.26	0.83	0 39

Tabla 8. Calidad de los hidrocarburos extraídos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

El Contratista señala que la recolección del condensado actualmente se hace en las ERG y que se entregará a la Bateria Monterrey mediante el trasiego por pipa (autotanque).

Instalación	Latitud	Longitud
Punto de interconexión a SISTRANGAS[1]	25.351754°	-98.460843°
Punto de entrega de condensado, Bateria Monterrey	25.836737°	-98.258824°
KM 19	26.0109°	-98.4866°

Tabla 9. Puntos de Entrega para el Gas y el Condensado proveniente del Área Contractual.

Coordenadas presumiblemente se encuentran referidas al sistema WGS84.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

Para la selección del Escenario óptimo el Contratista argumenta que dependerá de la integridad de las instalaciones referidas en el numeral 1.5 Infraestructura de la actualización del Programa Provisional relativo al Área Contractual. La integridad de las mismas se determinará mediante estudios llevados a cabo por el Contratista.

[1] Acometida que se planea para el Escenario 2.

III.7 Análisis económico[2]

La opinión económica de la actualización del Programa Provisional[3] (en adelante, "la actualización") considera los siguientes conceptos:

a) Comparativo entre el presupuesto vigente y el presupuesto actualizado.
b) Descripción del Programa de Inversiones de la actualización.
c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización.

a) Comparativo entre el presupuesto vigente y el presupuesto actualizado.

Originalmente el presupuesto asociado al Programa Provisional para la Extracción (presupuesto vigente) consideraba un monto de inversión por USD$5,282,300.27, distribuido entre diciembre de 2017 y noviembre de 2018. De ese total, aproximadamente el 15.04% (equivalente a USD$794,384.68) estaba considerado a erogarse entre octubre y noviembre del 2018.

Por otra parte, el presupuesto actualizado presentado por el Contratista asciende a USD$11,630,589.06, mismo que sería erogado entre octubre de 2018 y el 08 de diciembre de 2019. Según lo manifestado por el Contratista, el presupuesto actualizado sustituirá al presupuesto vigente, una vez aprobada dicha modificación.

Con base en lo anterior, la DGEEE[4] realizó un comparativo entre ambos presupuestos (vigente y actualizado) para los meses de octubre y noviembre de 2018; los resultados se muestran en la Figura 8 y Tabla 10. Del comparativo se observa que la variación por mes va de -15% a +162%, sin embargo, dichos porcentajes representan un incremento neto de 75% (equivalente a USD$593,611.84), para dichos meses.

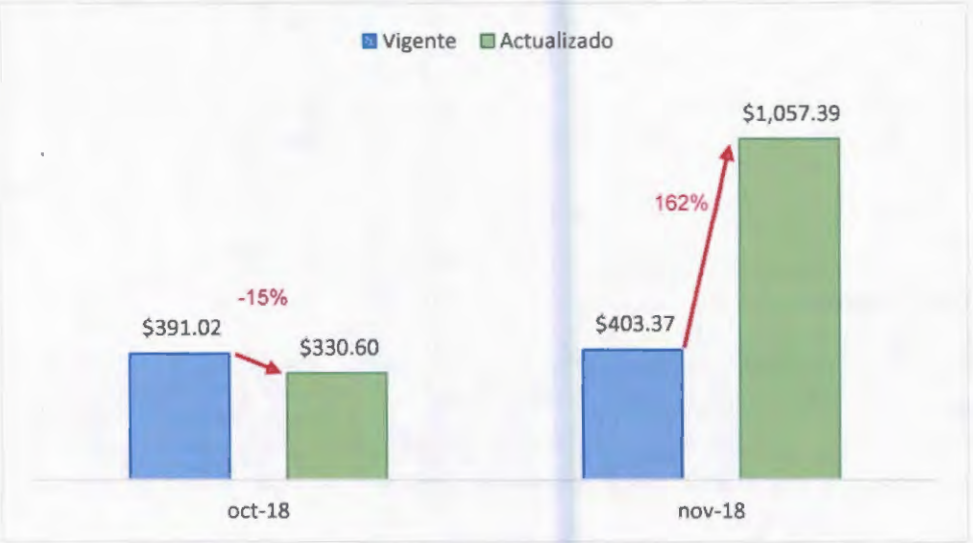

Figura 8. Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto actualizado (monto en miles de dólares de 2018 de los EE. UU.).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

[2] Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018 considerando el INPP de Estados Unidos a septiembre de 2018. Lo anterior, con el fin de poder realizar los comparativos correspondientes.
[3] Conforme al CONSIDERANDO SÉPTIMO del ACUERDO General CNH.E.35.003/18 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2018.
[4] Dirección General de Estadística y Evaluación Económica.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	Oct-18		Nov-18	
		Vigente	Actualizado	Vigente	Actualizado
Producción	General	$ 190,467.65	$ 39,855.32	$ 190,467.65	$ 39,855.32
	Geología	$ -	$ 55,000.00	$ -	$ -
	Pruebas de Producción	$ 30,681.85	$ 18,228.00	$ 28,125.03	$ 18,228.00
	Ingeniería de Yacimientos	$ -	$ 2,420.00	$ -	$ 2,420.00
	Construcción de Instalaciones	$ -	$ 213,333.33	$ 4,140.60	$ 996,666.67
	Intervención de Pozos	$ 62,316.05	$ -	$ 60,659.81	$ -
	Operación de Instalaciones de Producción	$ 82,812.02	$ 500.00	$ 95,233.83	$ -
	Ductos	$ 15,527.25	$ -	$ 15,527.25	$ -
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$ 9,212.84	$ 1,264.94	$ 9,212.84	$ 224.94
Total		$ 391,017.67	$ 330,601.59	$ 403,367.01	$ 1,057,394.92

Tabla 10. Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en dólares de los EE. UU.).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

b) Descripción del Programa de Inversiones de la actualización.

El presupuesto presentado por el Contratista es consistente con las actividades propuestas en la actualización y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

Entre las actividades principales, el Contratista propone realizar actividades de toma de información, actualización de modelos, intervenciones a pozos, y la construcción de líneas de descarga y/o gasoductos. Adicionalmente, se evaluará y efectuará la reapertura de pozos inactivos dentro del Área Contractual. El presupuesto para llevar a cabo las actividades contempladas en la actualización asciende a USD$11,630,589.06 (USD$803,397.00 corresponden a gastos de operación y USD$10,827,192.06 corresponden a gastos de capital). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la Figura 9 y Tabla 11, a continuación:

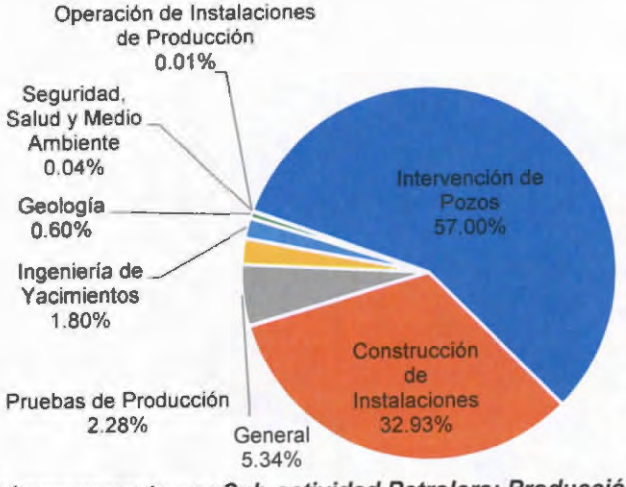

Figura 9. Distribución del presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total $11.63 millones de dólares de los EE. UU.).

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2018 [2]	2019 [3]	Total[1]
Producción	General	$ 119,565.96	$ 501,611.04	$ 621,177.00
	Geología	$ 55,000.00	$ 14,778.00	$ 69,778.00
	Pruebas de Producción	$ 54,684.00	$ 210,736.00	$ 265,420.00
	Ingeniería de Yacimientos	$ 100,260.00	$ 109,040.00	$ 209,300.00
	Construcción de Instalaciones	$ 2,206,666.67	$ 1,623,333.33	$ 3,830,000.00
	Intervención de Pozos	$ 546,000.00	$ 6,083,000.00	$ 6,629,000.00
	Operación de Instalaciones de Producción	$ 500.00	$ 1,000.00	$ 1,500.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$ 1,714.81	$ 2,699.25	$ 4,414.06
Total[1]		$ 3,084,391.44	$ 8,546,197.62	$ 11,630,589.06

1. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
2. Considera de octubre al diciembre de ese año.
3. Considera de enero al 08 de diciembre de ese año.

Tabla 11. Distribución del presupuesto por Sub-actividad Petrolera (Montos en dólares de los EE. UU.).

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización.

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborando que toda actividad propuesta en la actualización tiene un monto asociado para su ejecución, se concluye que la información económica presentada por el Contratista es consistente con las actividades propuestas y cumple con lo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP.

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

El Contratista identificó los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa de la actualización del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones de la actualización 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 Anexo VI, numeral 2, apartado II.9 Indicadores clave de desempeño en los Planes Provisionales de los Lineamientos.

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tasa de éxito de reparaciones	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje	$TER = \left(\frac{Reparaciones\ exitosas}{Total\ de\ reparaciones}\right) \times 100$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo
Reparaciones Mayores	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{\text{RMAreal} - \text{RMAplan}}{\text{RMAplan}}\right)$	Trimestral	Trimestral
Producción	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DPA = \left(\frac{\text{PAreal} - \text{PAplan}}{\text{PAplan}}\right) \times 100$	Mensual	Mensual
Gasto de operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{\text{GOreal} - \text{GOplan}}{\text{GOplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{\text{DRreal} - \text{DRplan}}{\text{DRplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de la diferencia entre el Factor de Recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{\text{FRreal} - \text{FRplan}}{\text{FRplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Productividad	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos	Barriles por día (bd)	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	Mensual	Mensual
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{\text{CNreal} - \text{CNplan}}{\text{CNplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Aprovechamiento de Gas Natural	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DAGN = \left(\frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan}\right) X\ 100$	Mensual	Mensual

Tabla 12. Indicadores de desempeño.

(Fuente: Comisión con información presentada por Contratista)

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0961/2018 recibido por esta Comisión el 31 de agosto de 2018, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la ASEA, informó que el Contratista, cuenta con las Autorización del Sistema de Administración número ASEA-PAE17305C/AI1617 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1280/2018 de fecha 11 de diciembre de 2018, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico del Programa Provisional del Área Contractual de la Licitación CNH-R02-L02/2016" aprobado por la Comisión en diciembre de 2017, el REGULADO debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de 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 que se indican."

2. El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en las Modificaciones de los Programas Provisionales.

La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la actualización del Programa Provisional, sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 esta Comisión.

VI. Términos en los que se aprueba la actualización del Programa Provisional y métricas de evaluación del mismo.

VI.1 CONSIDERACIONES

La actualización del 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, así como la producción comercial de los campos de aceite y gas asociado a actividades de reparaciones de pozos por un periodo equivalente desde la aprobación del presente Programa hasta el inicio del Plan de Desarrollo, 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, 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 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 de la Cláusula 4.1 del Contrato, así como del artículo 24 y el Anexo VI de los Lineamientos.

La actualización al 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 LTMMH.

VI.2 RECOMENDACIONES

Derivado del análisis técnico a la actualización del Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Previo a la adición o modificación de algún Punto de Medición Provisional, el Contratista deberá presentar para aprobación de esta Comisión, dicha adición o modificación. Lo anterior en términos del artículo 42 de los LTMMH.

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

- Derivado de la manifestación por parte del Contratista sobre el interés de iniciar el procedimiento para el cambio de la utilidad del pozo Pípila-10 con el objetivo de incluirlo dentro de los activos del Contratista. Al respecto, el Contratista deberá presentar la solicitud formal de reconsideración de utilidad del pozo, por vía independiente al proceso de aprobación de la actualización al Programa Provisional.

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, la Dirección General de Medición y la Dirección General de Comercialización de Producción, emiten el presente dictamen técnico en sentido favorable respecto a la actualización del Programa Provisional asociado al Área Contractual del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como la Cláusula 4.1 del Contrato en relación con el artículo 24, el Anexo VI de los Lineamientos y el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, así como la producción comercial de los campos de aceite y gas asociado a actividades de reparaciones de pozos.

De acuerdo con la actualización del Programa Provisional, el Contratista busca realizar actividades para continuar incrementando el conocimiento de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos, así como de realizar RMA y RME con el objetivo de incrementar la producción de condensado y gas de los Campos del Área Contractual. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo de la actualización del Programa Provisional, el Contratista tendrá información técnica que permita plantear posteriormente un esquema de desarrollo para los campos contenidos dentro del Área Contractual.

En atención a la aprobación de la propuesta de actualización al Programa Provisional, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea acorde con la fecha de aprobación de la actualización del Programa Provisional.

Se observa un incremento de producción del Área Contractual, por arriba del pronóstico presentado por el Contratista en diciembre 2017, derivado de la ejecución del Programa Provisional, y asociado a los resultados de la toma de información y de las respectivas actividades realizadas para continuidad de la operación; por lo que se podría alcanzar el pronóstico propuesto en la presente actualización del Programa Provisional, aprovechando los resultados de los estudios y toma de información en los pozos, así como con la implementación de tecnologías que permitan seguir recuperando las reservas y maximizando el factor de recuperación de los campos petroleros para la actualización en mención y para un futuro Plan de Desarrollo

El Contratista tiene contemplado incrementar durante el periodo de la actualización del Programa Provisional un 3.2 % el factor de recuperación de gas y 0.14% de condensado, con un incremento de producción durante los primeros meses, asociado a las actividades de la actualización del Programa Provisional.

Del contenido de la actualización 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 Contratista 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 párrafo tercero de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el Contratista presentó la propuesta de Punto de Medición Provisional cuya evaluación y aprobación respectiva, no son materia del presente Dictamen.

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable con relación a la actualización del Programa Provisional; el cual tendrá una vigencia de los meses restantes del Programa Provisional vigente, más 12 meses a partir del vencimiento del Programa Provisional vigente aprobado por Resolución CNH.E.65.005/17 del 7 diciembre de 2017.

ELABORÓ

ING. ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. FERNANDO TREMARI ROMERO
Subdirector de Área
Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO
Subdirector de Área
Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. SAMUEL CAMACHO ROMERO
Director General Adjunto
Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO
Directora General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General de Medición

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la actualización del Programa Provisional para la Extracción asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 del Área Contractual, firmado el 8 de diciembre de 2017.