



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## Dictámen Técnico

### Actualización del Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017

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

Noviembre de 2018

# CONTENIDO

<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
I.1 DATOS GENERALES DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	3
I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	3
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO.....</b>	<b>6</b>
III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.....	7
EXPLORACIÓN.....	7
DESARROLLO.....	8
III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS.....	9
III.3 TOMA DE INFORMACIÓN Y ESTUDIOS.....	11
III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	13
III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	15
III.6 COMERCIALIZACIÓN.....	16
III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	17
<b>IV. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....</b>	<b>20</b>
<b>V. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.....</b>	<b>22</b>
VI.1 CONSIDERACIONES.....	22
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 22.5, INCISO H, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, Y EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS.....	23
VI.2 RECOMENDACIONES.....	23
VI.3 DICTAMEN TÉCNICO.....	23



El presente dictamen se refiere a la Actualización del Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante referido como 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 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 Generales del Área Contractual

El 21 de julio de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (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 CNH-R02-L02-A5.BG/2017 correspondiente al Área Contractual 5 (en adelante, "Área Contractual"), al consorcio Sun God Energía de México, S.A. de C.V., con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

Posteriormente, el 7 de diciembre de 2017 durante la 65ª Sesión Extraordinaria, el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó mediante resolución CNH.E.65.007/17 el Programa Provisional del Área Contractual con base en el dictamen técnico del Proyecto. Así mismo, mediante resolución CNH.E.65.008/17 del 7 de diciembre de 2017 se aprobó la propuesta de Punto de Medición Provisional.

De conformidad con lo establecido en el numeral 22.3 de las Bases de Licitación, el Licitante Ganador constituyó una sociedad de propósito específico denominada Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., para la suscripción del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos correspondiente al Área Contractual 5. El 8 de diciembre de 2017 se firmó el Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, entre la Comisión y Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante Contratista).

### I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Área Contractual 5 – Burgos
Estados y municipios	Tamaulipas, Reynosa – Río Bravo
Superficie	444.636 km <sup>2</sup>
Fecha de emisión/firma	08/Diciembre/2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Contratista	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad para extracción	Sin restricciones de profundidad

Profundidad para exploración	Sin restricciones de profundidad
Yacimientos y/o Campos	<u>Eoceno Jackson</u> (Campos Jabalina, Casta y Yac) / <u>Oligoceno Vicksburg</u> (Campos Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí) / <u>Oligoceno Frio Marino</u> / <u>Frio No Marino</u> (Campo Unicornio)
Colindancias	<b>Bloque 5A</b> Norte: Campos Reynosa, Francisco Cano, Ricos Sur: Campo Bato Este: Campos Brasil, Palito Blanco, Cruz, Escobedo Oeste: Campos Monterrey, Pinta <b>Bloque 5B</b> Norte: Campos Sultán, Kriptón, Árabe, Lomitas Sur: Campo Sigma Este: Campos Polvadera, Reynosa, Pascualito Oeste: Campos Capula y Estado de Nuevo León, Torrecillas, Pascualito
Otras Características	El Área Contractual 5 se encuentra dividida en dos bloques (5A y 5B) separados a 20 km en los vértices más cercanos a cada polígono de la misma.

Tabla 1. Datos del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

El Área Contractual 5 (Figura 1) se ubica en el estado de Tamaulipas, en los municipios de Reynosa y Río Bravo.

El Bloque 5A, está localizado aproximadamente 15 km al suroeste de la ciudad de Reynosa y el Bloque 5B, se encuentra aproximadamente a 27 km al sureste de la ciudad de Reynosa, a 16 km al sur de la ciudad Río Bravo. El Área Contractual cuenta con una superficie de 444.636 km<sup>2</sup> respecto a los vértices de los polígonos delimitadores (Fig. 2).

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

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.

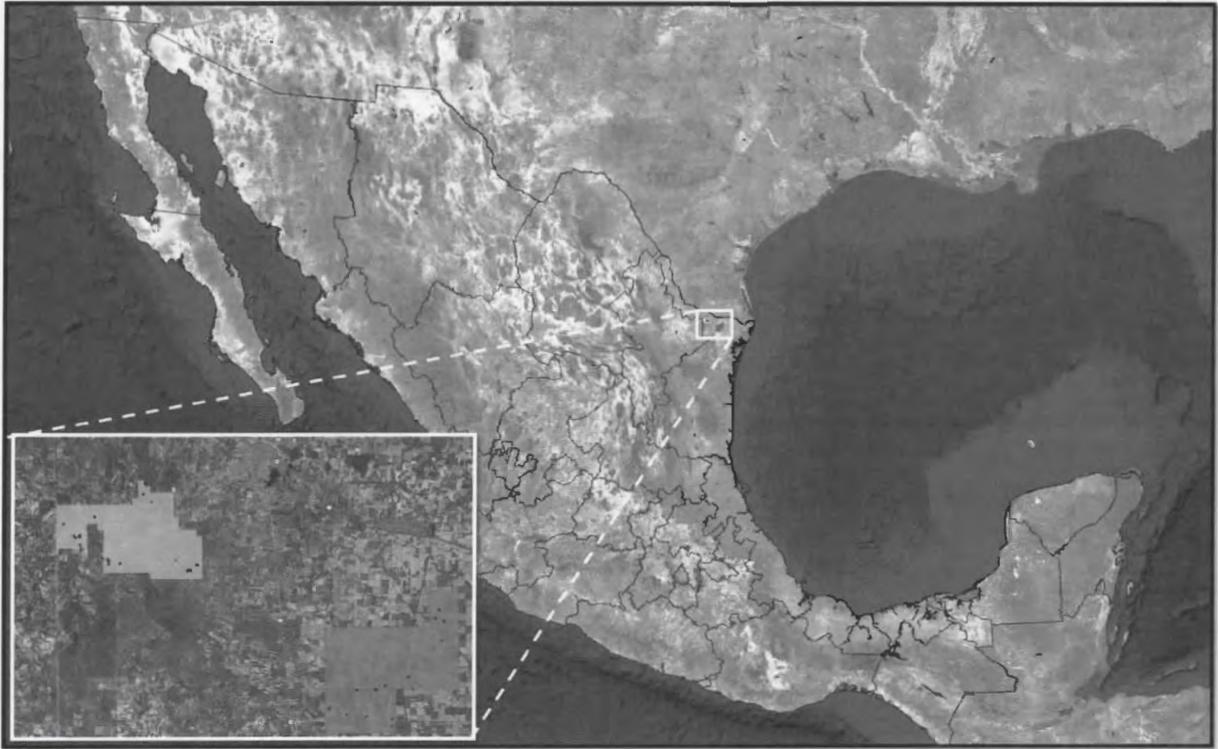


Fig. 1. Ubicación geográfica Área Contractual 5. Bloques 5A (al oeste) y 5B (al este). (Fuente Comisión).



Figura 2. Localización, vértices del polígono, campos y pozos del Área Contractual 5. Bloques 5A y 5B. (Fuente Comisión con datos del Contratista).

Handwritten signatures and notes in blue ink, including the number 777 and the letters TRP.

## 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, DGDEExt) 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), autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, se pronunció respecto del Sistema de Administración de Riesgos.

La figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.00100/2018 de la DGDEExt de esta Comisión.



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

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

La evaluación 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", en atención a lo siguiente:

La actualización al Programa Provisional fue presentada por el Contratista en cumplimiento al Acuerdo General CNH y el contenido de la actualización presentada da cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, que el Programa Provisional deberá incluir al menos:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777 and the initials +TR.

- (i) Una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Campo durante el primer Año (12 meses) a partir de la Fecha Efectiva, y,
- (ii) Definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.

Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en su artículo 24 y 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 esta. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.
- Los Programas Provisionales referidos en la Cláusula 4.1 del Contrato, 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 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 la Actualización al Programa Provisional presentado por el Contratista permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, durante la extensión otorgada, misma que es hasta por un periodo de doce meses, contados a partir de que termine la vigencia del Programa Provisional aprobado anteriormente.

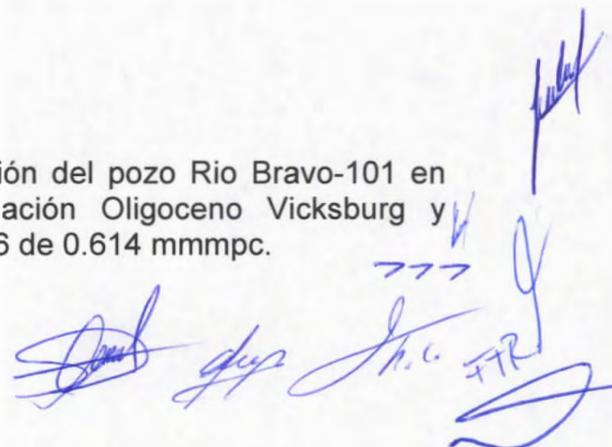
### III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

El Área Contractual se divide en 4 formaciones principalmente: Eoceno Jackson, Oligoceno Vicksburg, Oligoceno Frio Marino, Oligoceno Frio No Marino. Dichas formaciones dan lugar a los siguientes campos: Jabalina, Casta, Yac, Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Río Bravo, Yunque, Organdí y Unicornio.

#### Exploración

##### Bloque 5A

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



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

En agosto del 2001, se perforó el pozo exploratorio Aljibe-1, consiguiendo resultados positivos al producir de la formación Oligoceno Vicksburg, acumulando 2.174 mmpc hasta abril del 2008. Los pozos exploratorios Patriota-1 y Anona-1, perforados en julio y octubre del 2002, son productores de la formación Oligoceno Vicksburg. En el año 2003, se perforaron los pozos exploratorios Casta-1 (productor en Eoceno Jackson), Pame-1 (productor en Oligoceno Vicksburg) y Beduino-1, taponado por resultar seco.

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

## Bloque 5B

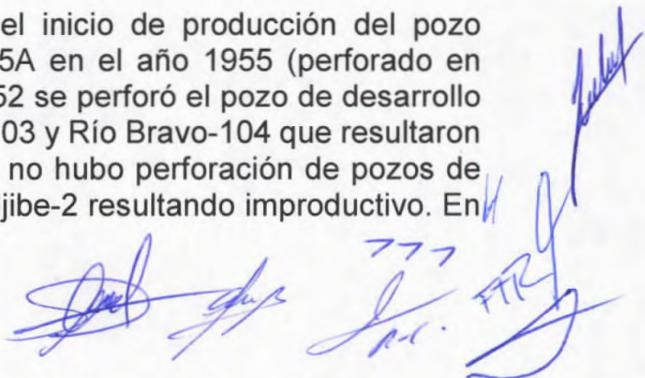
La exploración petrolera en el Área Contractual 5, específicamente en el Bloque 5B, comenzó con la perforación del pozo Exploratorio Tule-1 en el año 1951, resultando seco. Durante el período entre 1954 a 1960 se perforaron los pozos exploratorios Benito Juárez-1, Ignacio Altamirano-1 y Refugio-1A, resultando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

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

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

## Desarrollo

El Área Contractual 5 comenzó su desarrollo con el inicio de producción del pozo exploratorio Río Bravo-101 perteneciente al Bloque 5A en el año 1955 (perforado en octubre de 1952), a pesar de que en diciembre de 1952 se perforó el pozo de desarrollo Río Bravo-102 y en el año 1953 los pozos Río Bravo-103 y Río Bravo-104 que resultaron improductivos. Desde el año 1954 hasta el año 2002 no hubo perforación de pozos de desarrollo, hasta el 2003 cuando se perforó el pozo Aljibe-2 resultando improductivo. En



el año 2004 continua el desarrollo del campo con la perforación del pozo Patriota-2, productor de la formación Oligoceno Vicksburg y se reanuda la perforación en el año 2008 con el pozo Patriota-3 (improductivo) y la perforación del pozo Yac-2, acumulando producción de la formación Eoceno Jackson.

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

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

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

### III.2 Actividades y metas físicas

Las actividades contempladas en la presente actualización del Programa Provisional abarcan el aseguramiento y optimización de la producción a la fecha (la última producción medida por el Contratista a Julio de 2018 es de 1.812 MMpcd), realizando intervenciones a pozos como reparaciones y toma de información para actualizar los estudios del Área Contractual y elaborar el Plan de Desarrollo.

Así mismo, se tienen contempladas 10 actividades de Prueba de Integridad de Pozos las cuales podrían enfocarse a permitir la posible evaluación de la reactivación de pozos siempre que se cuente con condiciones que permitan una operación segura.

Se tienen contempladas 9 reparaciones, las cuales 2 son estimulaciones y 7 son cambios de intervalo. Dichas Actividades no se tenían contempladas en el Programa Provisional vigente. Dichas reparaciones se van a realizar de acuerdo con la siguiente tabla 2.

Pozo	Intervención planificada	Intervalos
Pame-1	Cambio de intervalo	4597-4605
Anona-1	Cambio de intervalo	2129-2147 2008-2013
Patriota-1	Cambio de intervalo	2373-2380 2277-2296
Yunque-1	Cambio de intervalo	3733-3737
Casta-1	Cambio de intervalo	3271-3277
Janambre-1	Estimulación	S/I
Patriota-2	Estimulación	S/I

Tabla 2. Intervenciones a pozos contempladas por el Contratista. Otras intervenciones a pozos. S/I: Sin información (Fuente: Comisión con información del Contratista).

Como continuidad operativa, se tiene en la Sub-actividad General la Revisión y visita de pozos, renta de base operativa, vigilancia, telemetría, calibración. Así mismo, se incluye la actividad de transporte de personal a campo con una frecuencia mensual.

Para el rubro de Producción para la Sub-actividad de Geología se tienen las actualizaciones del modelo petrofísico y del modelo Sedimentario, los cuales coadyuvarán a la definición de las Actividades de reparaciones (se contemplan 7 cambios de intervalo y dos estimulaciones).

Con respecto al rubro de Pruebas de producción se contempla la renta de compresores y análisis nodal con una frecuencia mensual; así mismo 10 registros de presión de fondo cerrado y fluyente.

Dentro del rubro de Ingeniería de Yacimientos se incluye la Validación y Recuantificación de reservas, así como cromatografía a condiciones de superficie (6 mensuales) para los 6 pozos productores a agosto 2018: Anona-1, Casta-1, Janambre-1, Pame-1, Patriota-1 y Patriota-2, así como el muestreo de fluidos con frecuencia consecutiva mensual.

Referente a la Actividad de construcción de instalaciones, se planifica como infraestructura a construir: módulos de separación, instalación/adequación de infraestructura en general, así como el reemplazo y/o reparación de líneas de descarga en pozos existentes.

Se contempla el análisis de redes de producción para la tarea de ingeniería de producción, así como para la subactividad de Seguridad, Salud y Medio Ambiente se incluyen las tareas de Prevención y detección de incendio y fugas de gas, adicional al manejo y disposición de residuos con una frecuencia mensual.

Total de Actividades de Desarrollo y Metas Físicas - Área Contractual 5																		
Sub-actividad petrolera	Tarea	Descripción	Oc 18	No 18	Di 18	En 19	Fe 19	Ma 19	Ab 19	Ma 19	Ju 19	Ju 19	Ag 19	Se 19	Oc 19	No 19	Di 19	Total del Contrato
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Revisión y visita de pozos. Renta de base operativa, Vigilancia, Telemetría, Calibración. Aforos. Transporte de personal a campo	18	18	20	20	20	20	22	23	24	22	22	22	21	21	21	314
		Permisos CNH (Dictámenes para reparación de pozos)		7														
Geología	Caracterización Geológica - Petrofísica de Yacimientos	Actualización del modelo petrofísico Actualización Modelo Sedimentario. Registros de Saturación	2	2	2				1	1	1							9
Pruebas de producción	Pruebas de producción	Renta de Compresores, Curvas de oferta de productividad, Registros de Presión.	2	2	3	3	3	3	4	4	4	2	2	2	2	2	2	40

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "777" and "FTR"]*

Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción Estudios de presión volumen temperatura (PVT)	Validación de Reservas. Recuantificación de Reservas Muestreo de fluidos y Cromatografía a condiciones de superficie	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	2	2	105	
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras instalaciones	Módulos de separación, Instalación/adecuación de infraestructura en general y Reemplazo y/o reparación de líneas de descarga en pozos existentes		1	2	3	3	2	1	1										13	
Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en pozos	Cambio de intervalo			1	2				2	1	1								7	
	Otras intervenciones específicas en pozos	Estimulaciones					1	1												2	
	Otras intervenciones específicas en pozos	Prueba de Integridad de Pozos			1	1	1	1	2	2	2									10	
Operación de Instalaciones de Producción	Ingeniería de producción	Análisis de redes de producción	1							1								1		3	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Prevención y detección de incendio y fugas de gas.	Adquisición sistemas contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
	Tratamiento y eliminación de residuos	Manejo y disposición de residuos																			

Tabla 3. Actividades de la Actualización del Programa Provisional del Área Contractual 5  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

En caso de que el Contratista, con los resultados obtenidos de las condiciones del yacimiento, decida realizar el análisis PVT, deberá presentar el cronograma actualizado, con dicha actividad.

En términos generales, se señala que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado, presenta una secuencia adecuada, a fin de alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, se señala que las actividades propuestas logran el objetivo principal de dar continuidad de operación y producción al Área Contractual que prevalece en Operación por parte del Contratista, con la producción referida por el operador al inicio de la presente sección.

### III.3 Toma de información y estudios

El Contratista tiene como objetivo para el programa de adquisición de información y estudios de los campos productores, la actualización de los modelos petrofísicos y sedimentarios para evaluar oportunidades adicionales al desarrollo del campo. Las actividades son las siguientes:

- Revisión de expedientes y actualización de información. Se contempla dicha actividad para actualizar y evaluar las oportunidades actuales en el campo y complementar la información de los pozos del Área Contractual.
- Aforos a boca de pozo. De manera mensual se programa el aforo de los pozos productores para conocer el aporte de producción y definición de su calidad para comercialización. Al mes de agosto 2018 los pozos productores del Área Contractual 5 son (Anona-1, Casta-1, Janambre-1, Pame-1, Patriota-1, Patriota-2, Yunque-1 y Organdí-1).
- Estudios de integridad de pozos. Como resultado de la toma y evaluación de la información anteriormente descrita, se contemplará la intervención a pozos. Previo a la ejecución de cualquier intervención se tiene contemplado un estudio de integridad mecánica con el objetivo de validar la existencia de condiciones seguras de operación.
- Medición de presiones y temperatura de pozos. Se considera la toma de registros de presión de fondo cerrado y fondo fluyente con el objetivo de validar el comportamiento de presión, ajustar índices de productividad y generar datos para estudios posteriores.
- Estudios de cromatografía de gases y análisis PVT. La cromatografía a condiciones de superficie será ejecutada con una frecuencia mensual desde el inicio de la Actualización del Programa Provisional para los pozos de los campos Anona, Casta, Pame, Janambre, Patriota y Organdí.

Con la información recopilada se tiene contemplado realizar los estudios siguientes, los cuales fungirán como insumo para el Plan de Desarrollo.

- Modelo petrofísico y sedimentario. Tiene por objeto la evaluación de prospectos y caracterización de yacimientos.
- Caracterización de fluidos. Tiene por objeto la determinación de la calidad de los fluidos producidos a fin de determinar el valor comercial de los mismos.
- Análisis de Curvas de oferta de productividad. Tiene por objeto la validación de los índices de productividad y la evaluación de soluciones para la mejora del comportamiento productivo del pozo.
- Análisis de redes de producción. Optimización del flujo de producción en superficie.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'JTC' and 'JTC'.

### III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Operador para el periodo de 15 meses de duración de la actualización del Programa Provisional se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Con base en la historia de producción de las estadísticas disponibles, ha sido posible definir una tendencia de producción para efectuar un ajuste histórico mediante modelo matemático de análisis de curvas de declinación y elaborar un pronóstico de producción para los pozos que se encuentran actualmente como productores. El Contratista logró identificar la tendencia de declinación de cada uno de los pozos productores para la delineación del pronóstico de producción. Las premisas consideradas son las siguientes:

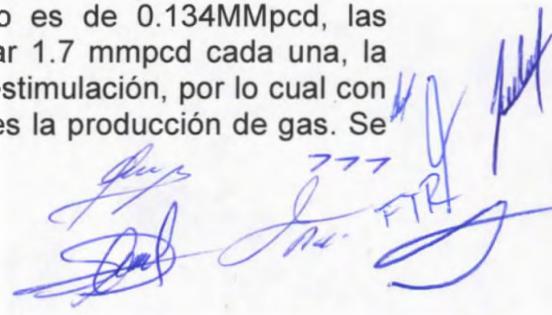
- El pronóstico del caso base se obtuvo a partir de análisis de curvas de declinación obtenido a través de software especializado.
- Producción asociada a la ejecución de reparaciones, posteriores a la reactivación de pozos.
- Los pronósticos de producción para las reparaciones se realizaron con base en modelos analíticos programados en software especializado
- Se contempla la utilización de dos equipos simultáneos de reparación para todo el Área Contractual.
- El tiempo por reparación es de dos semanas y se prevé la incorporación a producción por este tipo de actividad de dos pozos por mes. El pronóstico estima una producción acumulada al final del Programa Provisional de 4.44 MMMpc de gas y 1.52 Mbls de condensados recuperados en superficie, siguiendo la calendarización de actividades propuestas para la actualización del Programa Provisional.

Para el caso de las reparaciones, el Contratista ejecutó un flujo de trabajo que consiste en la elaboración de modelos analíticos a través de software especializado, en el cual se realizaron diversos escenarios para la estimación de gastos iniciales de producción simulados.

Las variables utilizadas para la elaboración de dichos pronósticos asociados a las oportunidades en los campos y pozos del Área Contractual son entre otras, las siguientes:

Tipo de fluido: Gas, Espesor: 39.37 ft, Porosidad: 0.18 fracc., Presión: 7110 psia, Temperatura: 221°F, Saturación de agua: 0.52 fracc., Modelo de yacimiento: Radial homogéneo, Permeabilidad radial: 0.02 mD, Modelo de frontera: Sistema Cerrado, Radio de drene: 1312.3 ft.

El gasto inicial de producción en condiciones de disparo es de 0.134MMpcd, las reparaciones planificadas tienen el potencial de incrementar 1.7 mmpcd cada una, la producción de gas promedio mensual en condiciones Post-estimulación, por lo cual con las reparaciones se incrementa aproximadamente a 12 veces la producción de gas. Se



presentan en las figuras 4 y 5 pronósticos de producción de gas (en millones de pies cúbicos por día) y condensados (en barriles por día) respectivamente.

El Contratista define un volumen original de 7.4 mmpcd y una recuperación final estimada de 0.209 mmmpc en condiciones al disparo y 2.12 mmmpc en condiciones Post-estimulación, lo que resulta en un factor de recuperación final estimado de 28.6 % en condiciones Post-estimulación y de 2.82% en condiciones al disparo. Se distingue el hecho de que, de acuerdo con los cálculos del Contratista, el beneficio de las reparaciones redunda en el incremento en más de 10 veces del factor de recuperación último en un área de 158.1 acres en los 156 meses pronosticados como tiempo de producción (13 años).

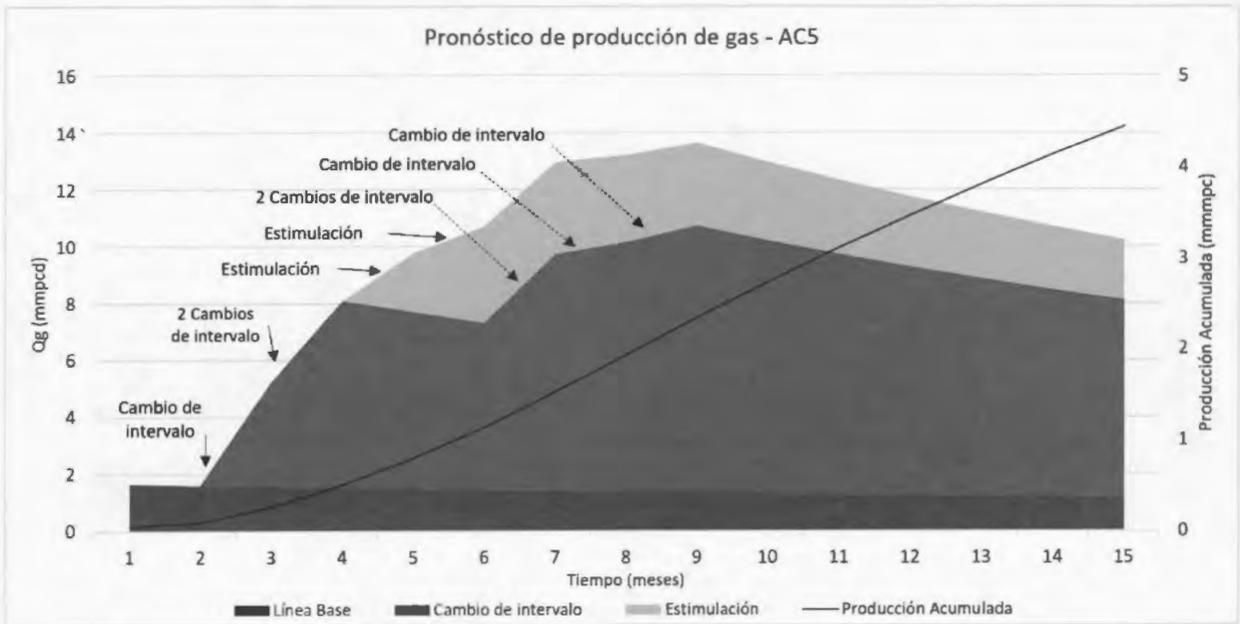


Figura 4. Pronóstico de producción de gas para la actualización al Programa Provisional (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AC5 [mmpcd]	1.63	1.59	5.23	8.09	9.78	10.7	12.9	13.2	13.6	12.9	12.3	11.7	11.2	10.7	10.2
Total Gp Prod Acum Gas [mmmpc]	0.04	0.09	0.25	0.50	0.80	1.12	1.52	1.92	2.34	2.73	3.11	3.47	3.81	4.13	4.45

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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

*[Firmas manuscritas en azul]*

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

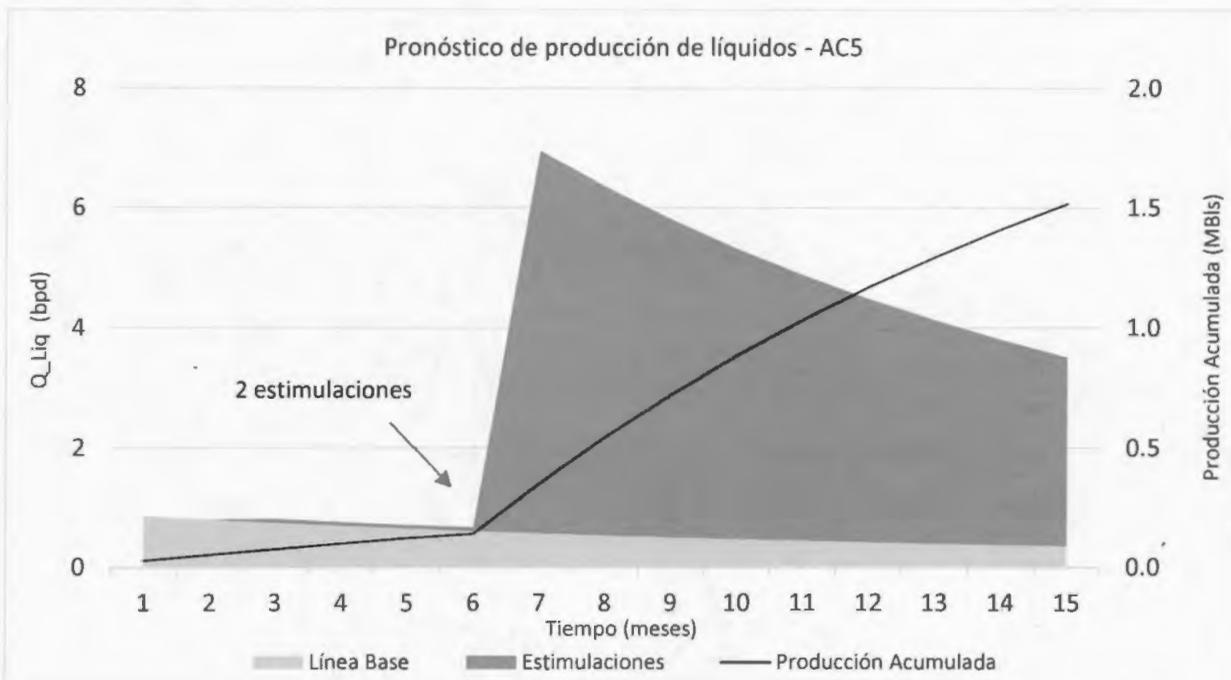


Figura 5. Pronóstico de producción de condensados para la actualización al Programa Provisional (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Meses	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
AC5 [bpd]	0.86	0.81	0.82	0.76	0.72	0.67	6.95	6.34	5.80	5.31	4.87	4.48	4.12	3.8	3.51
Total Np Prod Acum Aceite [Mbls]	0.03	0.05	0.08	0.10	0.12	0.14	0.35	0.55	0.72	0.88	1.03	1.17	1.29	1.41	1.52

Tabla 5. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional (Fuente: Comisión con datos del 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 5, punto de medición provisional que fue aprobado mediante resolución CNH.E.65.008/2017. Por lo que la Dirección General de Medición determina que es viable que se continúe midiendo y reportando los hidrocarburos del Área.

Derivado de las nuevas actividades a realizar durante la vigencia del Plan Provisional, el Contratista una vez que tenga definida la propuesta y para el caso de requerir la medición de manera diferente a la probada, deberá presentar la solicitud de modificación al Punto de Medición Provisional de conformidad con lo establecido en el párrafo tercero, del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH). Para el caso de los condensados, el Contratista deberá estimarlos de acuerdo

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'FTA' and '777']*

con la norma API MPMS capítulo 14 sección 5 y GPA 2145 conforme a lo indicado en los LTMMH.

En este sentido, la Comisión determina viable que se continúe midiendo y reportando los Hidrocarburos del Área Contractual mediante los Puntos de Medición provisionales aprobados y se recomienda al Contratista continuar con la implementación de los mecanismos de medición conforme al artículo 42 de los LTMMH.

### III.6 Comercialización

Con base en la información proporcionada por el Contratista en la actualización del Plan Provisional comprende la intención del Contratista por continuar con el esquema actual de manejo de la producción, es decir, en los términos aprobados mediante la resolución CNH.E.65.008/2017. La producción de gas irá desde ambos polígonos que conforman el Área Contractual hasta la central Km. 19.

La calidad del gas extraído del Área Contractual se señala en la tabla 6, el gas es enviado hasta la central Km. 19 para ser comercializado bajo las condiciones de la NOM-001-SECRE-2010. Lo respectivo a los líquidos el Contratista señala que, dada la presencia limitada de hidrocarburos en dicha fase, en caso de que exista una acumulación en superficie con potencial comercial, dicha acumulación se enviará a la Bateria Monterrey.

Instalación	Latitud	Longitud
Punto de entrega de condensado, Bateria Monterrey	25.836747	-98.258824
KM 19	26.0109	-98.4866

Tabla 7.- Puntos de entrega para el gas y el condensado proveniente del Área Contractual 5 (fuente: Contratista)

Campo	Densidad (Fracción)	Poder Calorífico (BTU/PC)	C <sub>1</sub> (%mol)	N <sub>2</sub> (%mol)	CO <sub>2</sub> (%mol)	C <sub>2</sub> (%mol)	C <sub>3</sub> (%mol)	iC <sub>4</sub> (%mol)	nC <sub>4</sub> (%mol)	iC <sub>5</sub> (%mol)	nC <sub>5</sub> (%mol)	C <sub>6+</sub> (%mol)
Anona	0.604	1075	94.20	0.00	0.57	3.20	0.92	0.49	0.20	0.10	0.06	0.26
Casta	0.645	1091	88.97	0.09	2.37	5.64	1.64	0.39	0.31	0.18	0.10	0.31
Janambre	0.600	965	95.00	0.10	4.70	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Organdí	0.594	1019	94.91	0.09	0.03	3.30	0.82	0.32	0.18	0.08	0.06	0.21
Pame	0.603	970	94.88	0.04	4.65	0.35	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.04
Patriota	0.613	1080	93.12	0.25	0.75	3.54	1.17	0.34	0.28	0.14	0.09	0.33
Yunque	0.597	990	94.79	0.08	1.45	2.51	0.59	0.14	0.12	0.07	0.04	0.21

Tabla 6.- Composición del Gas por Campo del Área Contractual 5 (fuente: Contratista)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "FTR" and "777"]*

### III.7 Análisis Económico<sup>1</sup>.

La opinión económica de la actualización del Programa Provisional<sup>2</sup> (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\$4,007,264.26, distribuido entre diciembre de 2017 y noviembre de 2018. De ese total, aproximadamente el 14.18% (equivalente a USD\$568,090.47) estaba considerado a erogarse entre octubre y noviembre del 2018.

Por otra parte, el presupuesto actualizado presentado por el Operador asciende a USD\$4,946,227.34, mismo que sería erogado entre octubre de 2018 y diciembre de 2019. Según lo manifestado por el Operador, el presupuesto actualizado sustituirá al presupuesto vigente, una vez aprobada dicha modificación.

Con base en lo anterior, la DGE<sup>3</sup> 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 6 y Tabla 10. Del comparativo se observa que la variación por mes es de -75% y -60%. Sin embargo, en global, al considerar la actualización, el presupuesto vigente se vería incrementado en 23%, (USD\$938,963.08).

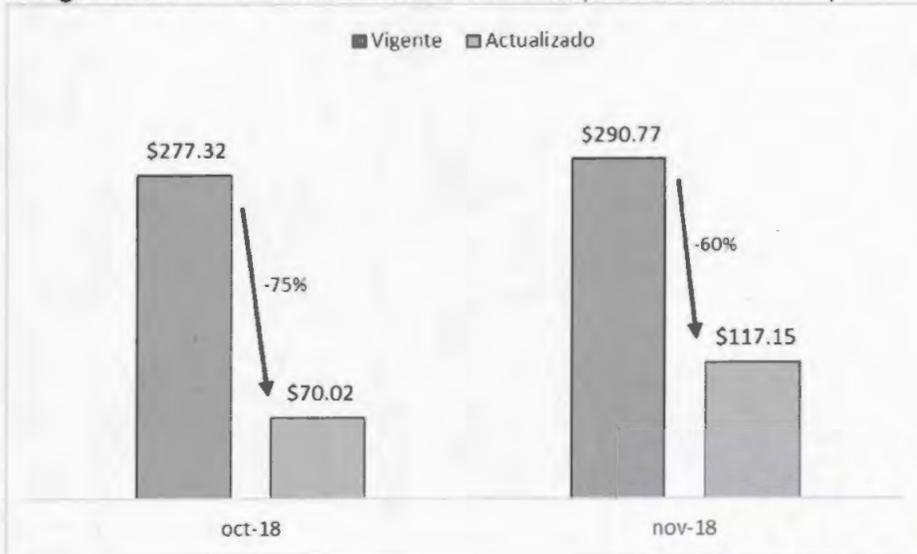


Figura 6. Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto actualizado (Monto en miles de Dólares de 2018 de los EE. UU.). Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

<sup>1</sup> Todos los montos señalados en esta opinión se actualizan 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.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	oct-18		nov-18	
		Vigente	Actualizado	Vigente	Actualizado
Producción	General	\$ 190,467.65	\$ 46,965.72	\$ 190,467.65	\$ 50,636.41
	Geología	\$ -	\$ 7,000.00	\$ -	\$ 7,000.00
	Pruebas de Producción	\$ -	\$ 10,228.00	\$ -	\$ 10,228.00
	Ingeniería de Yacimientos	\$ -	\$ 4,060.00	\$ -	\$ 4,060.00
	Construcción de Instalaciones	\$ -	\$ -	\$ 4,140.60	\$ 45,000.00
	Intervención de Pozos	\$ 10,351.50	\$ -	\$ 10,351.50	\$ -
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 51,757.51	\$ 500.00	\$ 61,073.87	\$ -
	Ductos	\$ 15,527.25	\$ -	\$ 15,527.25	\$ -
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 9,212.84	\$ 1,264.94	\$ 9,212.84	\$ 224.94
	<b>Total*</b>		<b>\$ 277,316.76</b>	<b>\$ 70,018.66</b>	<b>\$ 290,773.71</b>

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. Tabla 8. Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en Dólares de 2018 de los EE. UU.)

**Descripción del Programa de Inversiones de la actualización**

El Presupuesto presentado por el Operador 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 Operador 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\$4,946,227.34 (USD\$917,142.6 corresponden a gastos de operación y USD\$4,029,084.74 corresponden a gastos de capital). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la Figura 7 y Tabla 11, a continuación:

W 777  
 FTR

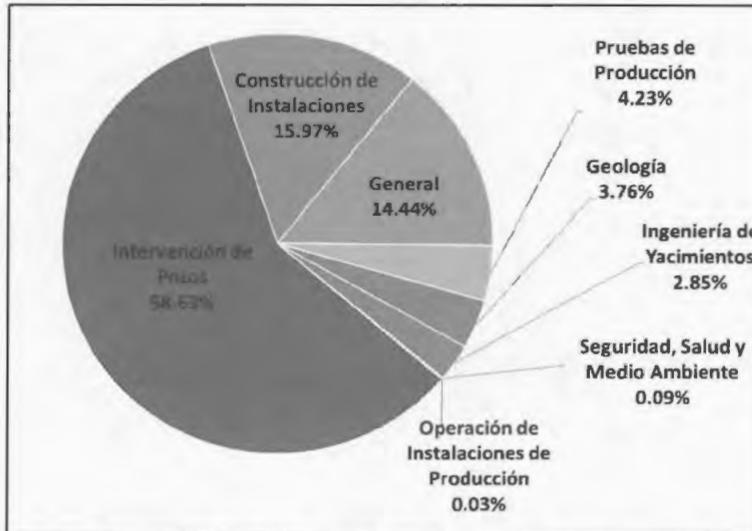


Figura 7. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total \$4.95 millones de dólares de los EE. UU.)

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	Total <sup>1</sup>
Producción	General	\$ 144,567.85	\$ 569,425.44	\$ 713,993.29
	Geología	\$ 21,000.00	\$ 165,000.00	\$ 186,000.00
	Pruebas de Producción	\$ 38,684.00	\$ 170,736.00	\$ 209,420.00
	Ingeniería de Yacimientos	\$ 12,180.00	\$ 128,720.00	\$ 140,900.00
	Construcción de Instalaciones	\$ 210,000.00	\$ 579,999.99	\$ 789,999.99
	Intervención de Pozos	\$ 263,000.00	\$ 2,637,000.00	\$ 2,900,000.00
	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
<b>Total<sup>1</sup></b>		<b>\$ 691,646.66</b>	<b>\$ 4,254,580.68</b>	<b>\$ 4,946,227.34</b>

1.- Las cifras pueden no coincidir por redondeo. 2.- Considera de octubre a diciembre de ese año. 3.- Considera de enero al 08 de diciembre de ese año. Tabla 9. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera (Montos en Dólares de los EE. UU.)

**b) 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the letters "FR" and "777".

#### IV. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0961/2017 del 22 de agosto de 2018, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (DGGEERC) de la ASEA, informó que:

"El REGULADO cuenta con la autorización del Sistema de Administración número ASEA-PAE17305C/A11717 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1281/2018 de fecha 11 de diciembre de 2018, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico del Programa Provisional del Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017.

I. Las actividades amparadas en la Autorización número ASEA-PAE17305C/A11717, y de acuerdo con el "Dictamen Técnico del Programa Provisional del Área Contractual 5 de la Licitación CNH-R02-L02/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017, fueron las siguientes:

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

IV. A la fecha el REGULADO no ha informado a esta AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Actualización de los Programas Provisionales correspondiente a los CONTRATOS.

V. Así mismo derivado de la evaluación de la información de la Actualización del Programa Provisional remitido a esta AGENCIA, se hace de conocimiento que la información que impacta a la Autorización No. ASEA-PAE17305C/A11717, en relación con los 18 elementos del Sistema de Administración y el Programa de Implementación; es la siguiente:

##### A. RESPECTO A LA MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL:

1. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Sistemas Artificiales de Producción (SAP)" del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "Bajo la consideración de la depletación y optimización de la producción de los yacimientos de gas en el Área Contractual 5, se considera la continuidad operativa de las tecnologías ya implementadas a lo largo de la explotación del Área Contractual. Así mismo, el análisis de productividad de pozos considerado en el plan de actividades ya considera el estudio del desempeño de pozos para validar la aplicación de sistemas artificiales en los pozos a perforar."

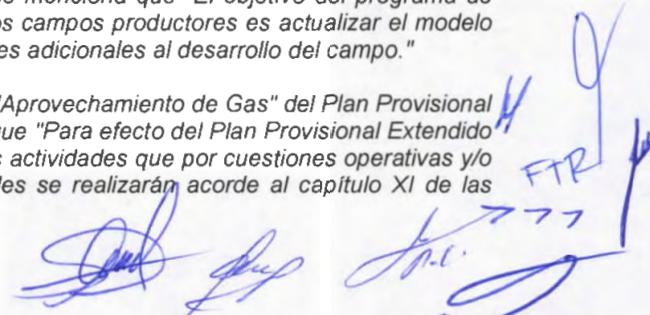
- Tubería capilar
- Sarta de velocidad
- Lanzadora de barras
- Válvula Motora

2. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Reparaciones." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "Se tienen consideradas reparaciones mayores y menores con el objetivo de incrementar el factor de recuperación del yacimiento a través de pozos existentes."

3. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Abandono." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "Durante la vigencia del Plan Provisional Extendido no se tiene previsto el abandono de pozos dentro del Área Contractual 5 dado que se tiene pronosticado que al menos los pozos activos al momento de la firma se encuentren produciendo al finalizar el presente plan."

4. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Toma de Información y Estudios." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "El objetivo del programa de toma, adquisición de información y la realización de estudios de los campos productores es actualizar el modelo petro físico y sedimentario del yacimiento para evaluar oportunidades adicionales al desarrollo del campo."

5. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Aprovechamiento de Gas" del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "Para efecto del Plan Provisional Extendido el gas producido se destinará a comercialización, salvo en aquellas actividades que por cuestiones operativas y/o de seguridad lleven a la destrucción controlada del gas, las cuales se realizarán acorde al capítulo XI de las



"Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos" de la ASEA y aplicando los procedimientos del Sistema de Administración de Seguridad industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental del Operador".

6. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Manejo y Comercialización del Gas" del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "En caso de nuevos desarrollos, para el aprovechamiento del gas se prevé una o más conexiones a SISTRANGAS, ductos que cruzan al norte del Área Contractual. Estas conexiones se realizarán tomando en consideración la producción obtenida de las actividades a realizar descritas en el presente plan además de su rentabilidad como proyectos."

7. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "2.4.4. Manejo y Disposición de Fluidos." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona que "Actualmente, la producción en el Área Contractual 5 es principalmente de gas, de acuerdo con los pronósticos presentados en el apartado 11.8. "Pronóstico de producción", no se espera una producción mayor de líquidos, con base en esto, se considera que la infraestructura actual existente puede manejar los hidrocarburos producidos. Es importante señalar que, en caso de ser necesario, se instalará nueva infraestructura y/o se adecuará la existente con el fin de garantizar un correcto y seguro manejo de la producción de líquidos. Así mismo, si las producciones pronosticadas de las actividades programadas en otros planes cuya vigencia coincida con la del Presente Plan no rebasan el flujo máximo histórico de gas, la infraestructura presente en el Área Contractual tiene la capacidad para manejar y comercializar la producción referida."

8. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "2.4.5. Mantenimiento y Abandono." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona en la "Durante la vigencia del Plan Provisional Extendido no se tiene previsto el abandono de instalaciones ni de pozos, dentro del Área Contractual 5."

9. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "2.5 Recuperación Secundaria y Mejorada" del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona en la "Tabla 4.1. Detalle de Actividades - Pozo Tecolutla-2 (Reparación Menor)".

10. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "2.6 Subcontrataciones." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona en la "Los servicios y materiales que serán subcontratados y adquiridos por el Operador Petrolero para la vigencia del Plan Provisional Extendido se describen en este apartado de manera enunciativa más no limitativa.

11. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Criterios de Selección de Subcontratistas." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona en la "Los criterios para seleccionar los contratistas son los siguientes:

- Contenido nacional.
- Grado de experiencia de la empresa considerada.
- Calidad de los servicios y procesos de seguridad.
- Cumplimiento en la entrega de productos y ejecución de servicios.
- Conocimientos técnicos y asesoramiento a clientes.
- Personal capacitado y certificado, para la ejecución del trabajo.
- Solvencia financiera.
- Tecnología aplicada en el servicio.
- Apariencia y mantenimiento de los equipos utilizados.
- Procedimiento de procura, fabricación, instalación, prueba y monitoreo de máquinas, equipos y herramientas.
- Planes de emergencia y contingencia.
- Balance de costos propuestos.
- Accesibilidad en comunicaciones."

12. Lo referente a lo manifestado por el REGULADO en el punto "Reparaciones mayores y pozos nuevos." del Plan Provisional Extendido que presentó en la COMISIÓN, en donde se menciona en la "Con la finalidad de obtener un pronóstico de producción asociado a las oportunidades en los campos y pozos del Área Contractual 5, se emplearon modelos analíticos, los cuales permiten formular un pronóstico de producción y estimación del gasto de producción inicial a través de la simulación de diferentes escenarios. El software utilizado para esta tarea fue Pansystem®. La información requerida por Pansystem® puede clasificarse en tres tipos principales. (1) parámetros de pozo, (2) parámetros de capa y (3) parámetros de fluido, mismos que se presentan en la Tabla 2.8, con los valores referencia para un caso analizado."

Por lo anteriormente expuesto, esta DGGEERC le hace de su conocimiento que, para efectos de que las actividades planteadas por el REGULADO para la Actualización del Programa Provisional correspondiente al contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, puede encontrarse amparada, en la Autorización No. ASEA-PAE17305C/A11717 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1280/2018, de fecha 11 de diciembre de 2018, 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."

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

No omito mencionar que previo a que la AGENCIA se pronuncie respecto a la modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración del REGULADO, resulta necesario contar con los Dictámenes Técnicos Aprobados de las Actualizaciones de los Programas Provisionales asociado a los CONTRATOS, toda vez que las actividades a realizar en los PROYECTOS deberán estar amparadas en la respuesta que en su momento emita la AGENCIA, en virtud de ello, se le solicita a la COMISIÓN, que una vez que concluya el proceso de evaluación técnica de las Actualizaciones de los Programas Provisionales y se emita los Dictámenes Técnicos correspondiente, dicho dictamen sean remitidos a esta DGGEERC".

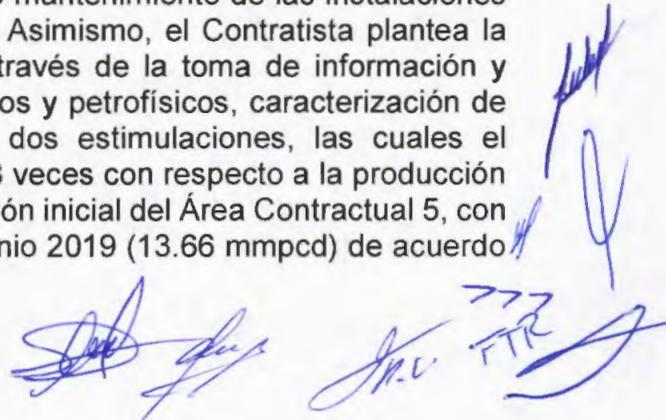
La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa Provisional, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio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

## V. 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 el dar continuidad operativa, con lo que se sentarán las bases para el Plan de Desarrollo, con lo que se da cumplimiento al artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

La continuidad operativa no sólo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información, así como mantenimiento de las instalaciones de producción asociadas a los pozos productores. Asimismo, el Contratista plantea la preparación técnica para el Plan de Desarrollo a través de la toma de información y estudios especializados como modelos sedimentarios y petrofísicos, caracterización de fluidos, así como siete cambios de intervalos y dos estimulaciones, las cuales el Contratista pronostica que incrementen hasta en 8.3 veces con respecto a la producción actual de gas (1.63 mmpcd) comparando la producción inicial del Área Contractual 5, con la producción máxima de gas a ser alcanzada en junio 2019 (13.66 mmpcd) de acuerdo con pronósticos de Contratista.



### 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 LTMMH.

### VI.2 RECOMENDACIONES

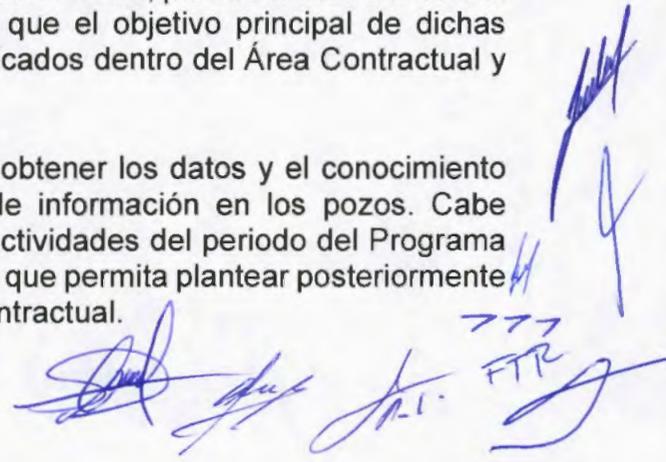
Derivado del análisis técnico al Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda la toma de pruebas de calibración de estimaciones (minifrac) para observar la presión de cierre del sistema de fracturas, así como para apuntar a conocer propiedades geomecánicas de la formación, con lo cual se podrían optimizar los diseños de estimulación para un Plan de Desarrollo.
- Se recomienda durante las operaciones de estimulación, el uso de la tecnología de microsísmica, con el objetivo de generar predicciones de la distribución de la geometría y conductividad producto de las operaciones de estimulación, para evaluar el volumen estimulado y maximizar la recuperación.
- Tomar ventaja de la actualización de los modelos petrofísicos y sedimentarios, así como la cromatografía a condiciones de superficie para generar un Plan de Desarrollo el cual apunte a maximizar el factor de recuperación en el campo, el cual es de 17% al final de la actualización del Programa Provisional. Con base en experiencias de producción en la región el factor de recuperación citado por el Contratista es de 60%.

### 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 Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, 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 LTMMH, 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 con el Programa, el Contratista 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 Contratista tendrá información técnica que permita plantear posteriormente un esquema de evaluación y desarrollo del Área Contractual.



El Contratista tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional un 4% el factor de recuperación incremental durante la ejecución del Programa, para llegar a 17% total del Área Contractual, así como ejecutar el mantenimiento operativo a 8 pozos abiertos y cerrados, y a los equipos asociados a las instalaciones de producción.

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

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

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

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en relación con la actualización del Programa Provisional, el cual tendrá una vigencia de 24 meses a partir de la fecha efectiva del Contrato de Exploración y Extracción celebrado entre la Comisión y el Contratista.

ELABORÓ



**ING. ALAN ISAAK BARKLEY VELASQUEZ**

Director de Área  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

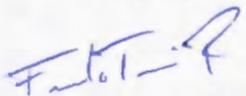
ELABORÓ



**MTRA. BERTHA LEONOR FRIAS GARCIA**

Directora General Adjunta  
Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

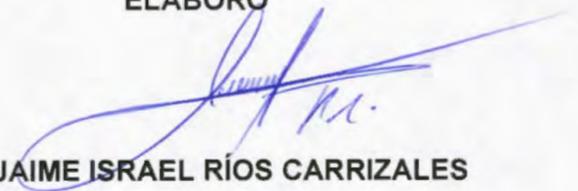
ELABORÓ



**ING. FERNANDO TREMARI ROMERO**

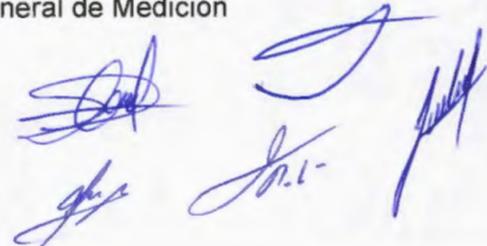
Subdirector de Área  
Dirección General de Comercialización  
De Producción

ELABORÓ



**ING. JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES**

Subdirector de Área  
Dirección General de Medición



REVISÓ

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

REVISÓ

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ  
MORENO**  
Directora General  
Dirección General de Medición

REVISÓ

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

REVISÓ

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

AUTORIZO

**MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**  
Titular  
Unidad Técnica de Extracción

**Anexo:** Actualización del Programa Provisional asociado al Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017