



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## Dictamen Técnico

### Actualización del Programa Provisional del Contrato CNH-RO2-L03-VC-02/2017

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

Octubre de 2018

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'Q' at the top, 'PP' in the middle, and 'FTR' at the bottom right, along with other illegible scribbles.

## CONTENIDO

<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
I.1 DATOS DEL CONTRATISTA.....	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.....	6
EXPLORACIÓN .....	8
DESARROLLO .....	8
III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS .....	8
III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS .....	11
III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	11
III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	14
III.6 COMERCIALIZACIÓN.....	15
III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	16
<b>IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL.....</b>	<b>19</b>
<b>V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....</b>	<b>21</b>
<b>VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.....</b>	<b>26</b>
VI.1 CONSIDERACIONES.....	26
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN II DE LOS LINEAMIENTOS.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
VI.1.2 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 22.5, INCISO H, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS.....	26
VI.2 RECOMENDACIONES .....	27
VI.3 DICTAMEN TÉCNICO.....	27

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'HR', 'X', and 'D'.

El presente dictamen se refiere a la Actualización del Plan Provisional del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, 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 1 de agosto 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 2017 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación CNH-R02-L03/2016, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación en comento, en el cual, se adjudicó el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 correspondiente al Área Contractual 7 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa denominada Jaguar Exploración y Producción 2.3, 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.65.011/17 el Plan Provisional del Área Contractual con base en el dictamen técnico del Proyecto de Plan Provisional. Así mismo, mediante resolución CNH.E.65.012/17 del 7 de diciembre de 2017 se aprobó la propuesta de Punto de Medición Provisional.

El 8 de diciembre de 2017 se firmó el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, entre la Comisión y el Contratista.

**I.2 Datos del Área Contractual**

Nombre	Área Contractual 7
Estados y municipios	Veracruz; Soledad de Doblado, Manlio Fabio Altamirano, Cotaxtla
Superficie	251.350 km <sup>2</sup>
Tipo de hidrocarburo	Aceite y Gas
Fecha de emisión/firma	8 de diciembre de 2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Contratista	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad	Sin restricciones de profundidad
Yacimientos y/o Campos	Campo Manuel Rodríguez Aguilar y Copite (área parcial) Formaciones Brecha San Felipe y Guzmantla
Número de pozos perforados	De acuerdo con el Anexo 9 del Contrato el Área Contractual registra un total de 19 pozos.



Colindancias

Colinda con el Campo Miralejos y con el Área Contractual VC – 01 de la Ronda 2 Licitación 3 (al Oeste); y con los campos Copite, Matapionche y con el Área Contractual VC – 03 (al Sur)

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

El Área Contractual 7 (Figura 1) se ubica en el estado de Veracruz, en los municipios de Soledad de Doblado, Cotaxtla y Manlio Fabio Altamirano, aproximadamente a 24 kilómetros al Suroeste del centro del puerto de Veracruz. El Área Contractual cuenta con una superficie de 251.350 km<sup>2</sup> respecto a los vértices del polígono delimitador definidos en el Anexo 1 del Contrato (Figura 2).

Dentro del Área Contractual se tienen dos formaciones productoras: el Cretácico Brecha San Felipe para el campo Copite y el Cretácico Guzmantla para el campo Manuel Rodríguez Aguilar. Para la formación Brecha San Felipe del Cretácico superior se tiene una litología de cuerpos carbonatados, parcialmente erosionados siendo brechas calcáreas de distribución Rudstone (granosoportada) de acuerdo con la clasificación de Dunham. Teniendo propiedades petrofísicas de 11% de porosidad (promedio efectiva) y de 0.6 a 4 mD en rango de permeabilidad absoluta.

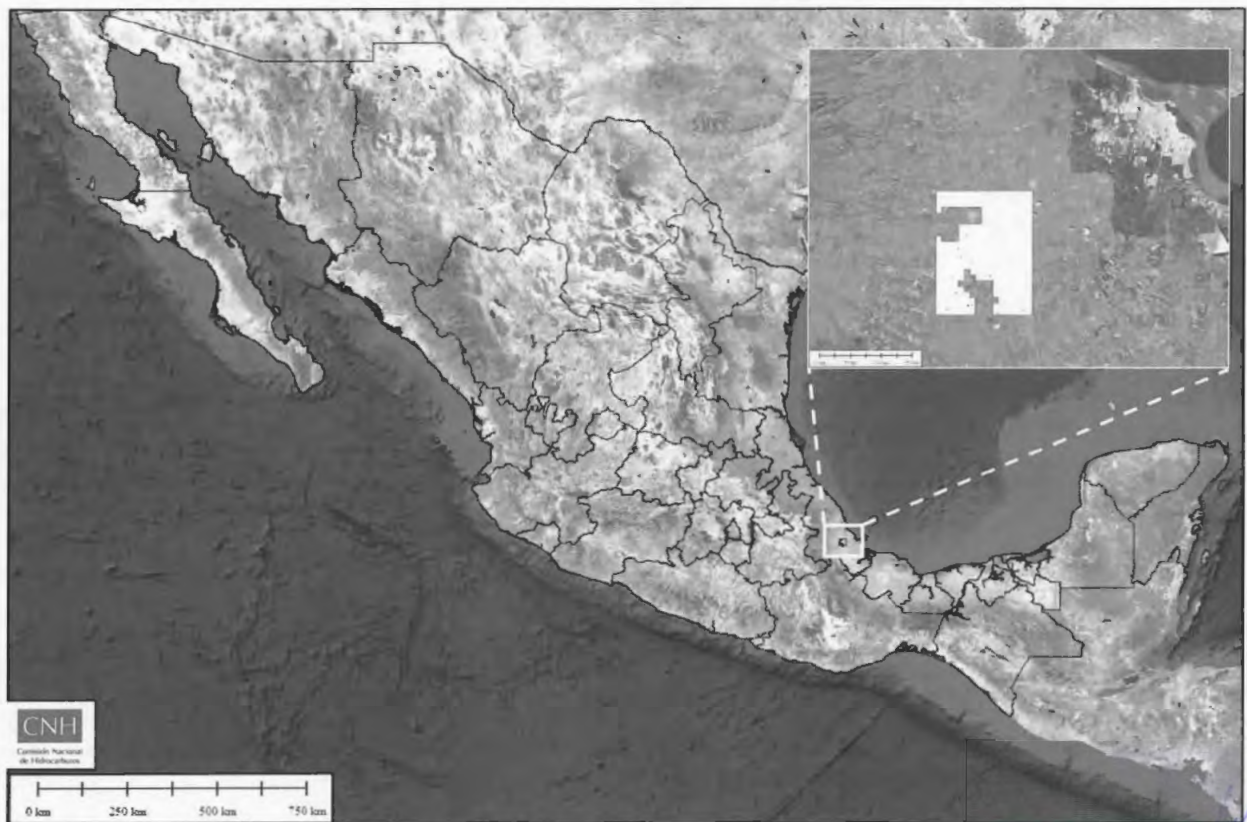


Figura 1. Ubicación geográfica Área contractual 7. (Fuente CNH).

Respecto a la formación Guzmantla del Cretácico superior, se tiene dentro del Área Contractual el campo Manuel Rodríguez Aguilar al sur de la misma. Dicha formación está constituida por rocas que van desde grainstone a packstone de ooides (granosoportada). Muestra evidencia de karsticidad, tales como microcavidades y fracturas rellenas con limo vadoso. Respecto a la formación Brecha San Felipe, la formación Guzmantla tiene mayor porosidad al ser de 14 % efectiva y 1 mD de permeabilidad absoluta. Así mismo, se ha encontrado la existencia de la formación Orizaba, aún sin probar su potencial productor dentro del Área Contractual.

Los campos del Área Contractual se ubican en el borde occidental de la provincia geológica de Veracruz. El campo Manuel Rodríguez Aguilar está asociado a trampas de tipo anticlinal, producto de la evolución tectónica que generó los bloques cabalgantes característicos del Área Contractual, a profundidades menores a los 3200 m. Esta Área Contractual contemporáneamente está más relacionada con producción de gas que de aceite, sin embargo, antecedentes históricos sugieren notables gastos iniciales de aceite en los pozos Manuel Rodríguez Aguilar-1A (referido también como MRA-1A) y Tejeda-1, con 401 y 150 bpd respectivamente.

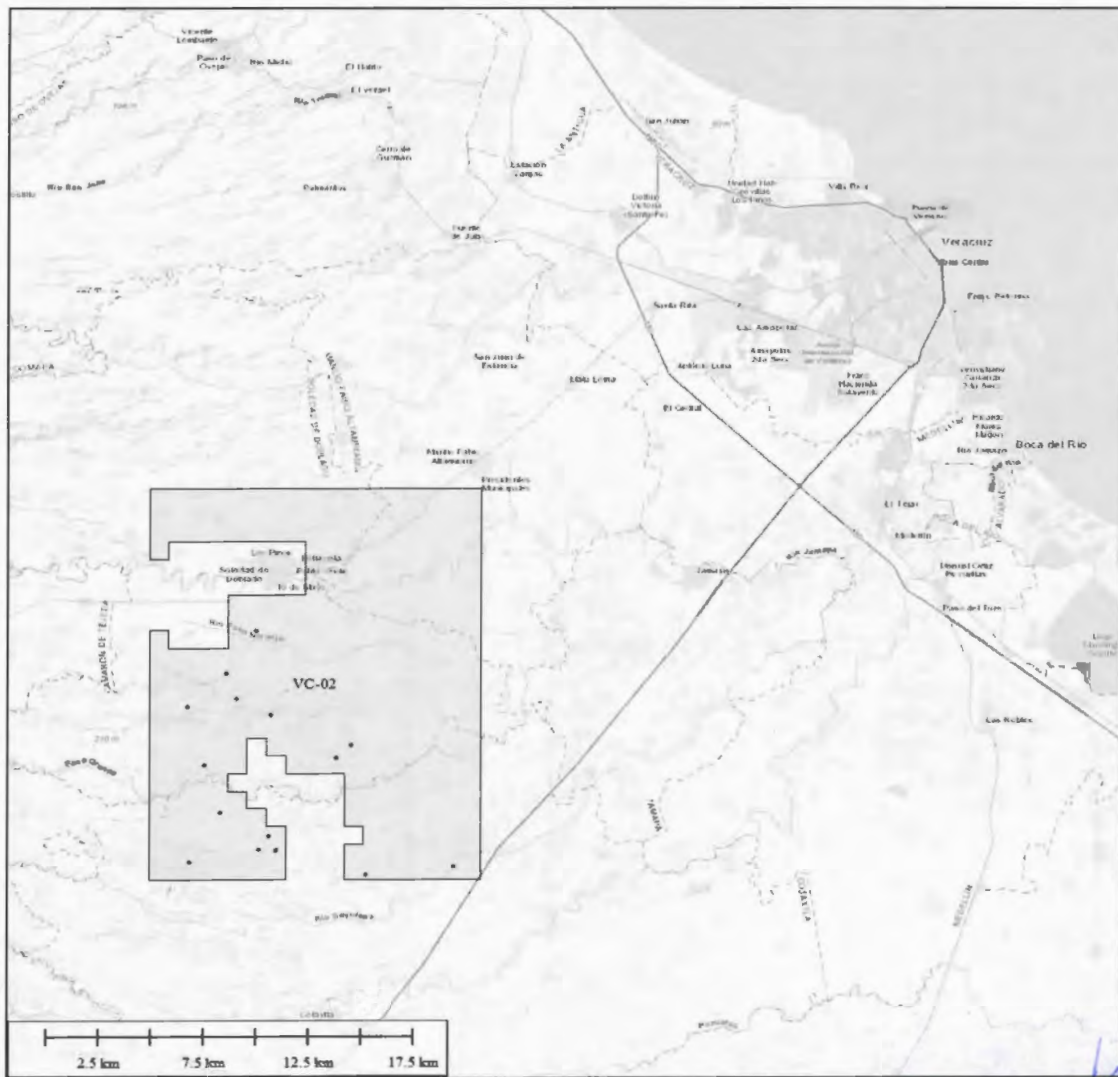


Figura 2. Localización, vértices y pozos del Área Contractual 7.  
(Fuente: CNH con datos del Contratista).



Las coordenadas de los vértices del polígono delimitador que son los límites del Área Contractual se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen 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), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.00101/2018 de la DGDEExt de esta Comisión.



Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución sobre la actualización al Programa Provisional relacionado con el contrato. Fuente: CNH

## 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:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "ATC" and other illegible marks.

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:

- (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 2 formaciones de interés petrolero: Brecha San Felipe y Guzmantla, ambas de edad cretácica.

Formación	Campos
Brecha San Felipe	Copite
Guzmantla	Manuel Rodríguez Aguilar

Tabla 2. Campos pertenecientes al Área Contractual. (Fuente: CNH con datos del Contratista)

4

777

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RR", "PP", and "X".

## Exploración

El primer pozo perforado dentro del Área Contractual fue el pozo Tamarindo-1 de 1956, el pozo más reciente es Copite-95 perforado en 2008 que resultó productor de gas húmedo en la formación San Felipe.

## Desarrollo

La producción de Manuel Rodríguez Aguilar inició en junio de 1976 con el pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A. Su producción en el primer aforo fue de 401 bpd de aceite y 0.017 mmpcd. Su máxima producción se dio en el mes de febrero de 1992 con una producción 174 bpd. Fluyó de manera intermitente hasta el mes de septiembre de 1980. Posterior a esto, tuvo otro periodo de flujo que abarcó de febrero de 1992 a agosto de 1998; en este periodo de flujo, en enero de 1995, comenzó a producir agua. Se reactivó en julio de 2012, cerrándolo definitivamente en abril de 2013. Su producción acumulada fue de 179,770 bls, 16.98 mmpc y 15,514 bls de agua.

Posteriormente, en el campo Manuel Rodríguez Aguilar, se perforaron los pozos Manuel Rodríguez Aguilar – 11 resultando improductivo y el Manuel Rodríguez Aguilar – 2 resultando invadido de agua salada, actualmente estos pozos se encuentran taponados. En 2003 se vuelve a perforar en el Área Contractual, continuando el desarrollo de la formación San Felipe con los pozos Copite – 92 y 95 resultando productores de aceite y gas, mientras que el Copite – 94 resultó improductivo.

### III.2 Actividades y metas físicas

Las actividades contempladas en la actualización del Programa Provisional incluyen el aseguramiento y optimización de la producción a la fecha (formación Brecha San Felipe – Campo Copite [0.502 MMpcd a Julio 2018]), se presentan en la Tabla 3, realizando intervenciones a pozos y toma de información para actualizar los estudios necesarios en el Área, así como para la elaboración del Plan de Desarrollo. Adicionalmente y con la actualización de la información correspondiente, se evaluará y efectuará la reapertura de pozos inactivos dentro del Área Contractual.

Las actividades y metas físicas que el Contratista tiene contempladas a realizar durante la actualización del Programa Provisional son las siguientes:

- Con respecto a Geología, se ejecutará la caracterización geológica y petrofísica de Yacimientos, estudios petrofísicos que involucran la actualización de los modelos sedimentarios y petrofísicos, a ser concluidos el cuarto mes de la actualización del Programa Provisional, así como la toma de registros de saturación detrás de la tubería de revestimiento durante el segundo mes en los pozos Manuel Rodríguez Aguilar-1A y Copite-92.
- Con frecuencia mensual durante la vigencia de la actualización del Programa Provisional, se contempla la renta de compresor para Copite-95 y otra unidad para los pozos Copite-92, Copite-93 y Chilpaya-1, así como el análisis nodal con una frecuencia bimestral para el

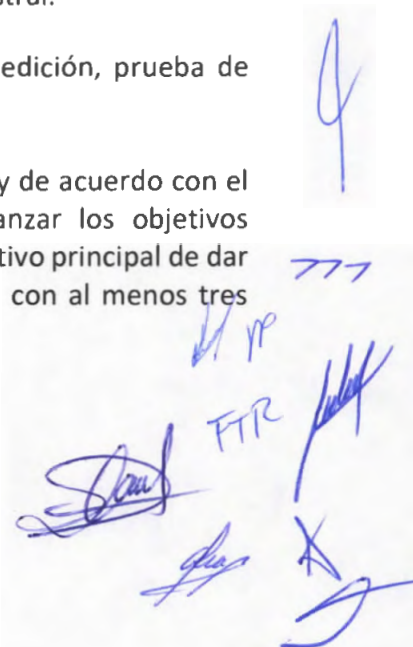
9  
777  
FTT  
J



campo Copite y desde el octavo mes, bimestralmente un análisis nodal para Manuel Rodríguez Aguilar. Así mismo, se realizarán pruebas de producción en los pozos Copite-92, Copite-93 y MRA-1A en el primer trimestre de la de la actualización del Programa Provisional.

- Como parte del rubro de Pruebas de Producción, se contempla la Actividad de Registros de presión de fondo cerrado, registros de producción, pruebas de incremento, pruebas de decremento, análisis de curva de oferta del yacimiento, cálculo de potencial.
- Se contempla la Cromatografía a condiciones de superficie (PVT) en el campo Copite con una frecuencia mensual durante la vigencia de la Actualización del Programa Provisional, así como el muestreo de fluidos para el campo Manuel Rodríguez Aguilar, pozo MRA-1A.
- Con respecto a Seguridad, salud y medio ambiente, se realizará la Prevención y detección de incendio y fugas de gas al inicio de la actualización del Programa Provisional, así como la Implementación y seguimiento. Las inspecciones se realizarán con frecuencia mensual, así como una evaluación al final del periodo de la presente actualización del Programa Provisional. El manejo y disposición de residuos se realizará con frecuencia mensual durante la vigencia de la actualización del Programa Provisional.
- Al sexto mes de la vigencia de la actualización del Programa Provisional, se realizará la validación de reservas en el campo Manuel Rodríguez Aguilar y Copite, así como la estimación de reservas se realizará el último mes del de la actualización del Programa Provisional.
- La actualización del Programa Provisional involucra también actividades generales tales como Revisión y visita de pozos, calibraciones, telemetría, vigilancia, aforos a boca de pozo, renta de base operativa, transporte de hidrocarburos por carrotanque en campo Manuel Rodríguez Aguilar y el transporte de personal a campo. Se dará mantenimiento a vías de acceso, 5 actividades de mantenimiento trimestralmente durante la vigencia del de la actualización del Programa Provisional.
- Análisis de redes de producción se realizará con una frecuencia semestral.
- Cromatografía de gases, adquisición e instalación de equipos de medición, prueba de integridad de pozos y limpiezas

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 se entrega con al menos tres pozos produciendo al Contratista.



Total de Actividades de Desarrollo y Metas Fisicas - Área Contractual 7																	
Tarea	Descripción	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	Total del Contrato
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Revisión y visita de pozos, Renta de base operativa, Vigilancia, Telemetría, Calibración, Mantenimiento a vías de acceso, Aforos, Transporte de Hidrocarburos por carrotanque, Transporte de personal a campo	12	14	14	15	14	14	15	14	14	15	14	14	15	14	14	212
Caracterización Geológica - Petrofísica de Yacimientos	Actualización del modelo Petrofísico y Sedimentario - Registro de saturación MRA-1A y Copite-92	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Pruebas de producción	Renta de Compresores, Análisis Nodal, Registros de Presión, Pruebas de Producción	3	4	7	2	3	2	4	4	4	4	3	3	3	3	3	52
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	Validación y estimación de Reservas	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Estudios de presión volumen temperatura (PVT)	Cromatografía a condiciones de superficie y Muestreo de fluidos	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	29
Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras instalaciones	Estaciones y módulos de recolección, Ductos y líneas de descarga	2	0	0	1	0	2	0	2	0	2	0	1	0	0	0	10
Otras intervenciones específicas en pozos	Reparación Mayor ampliación de intervalo	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Otras intervenciones específicas en pozos	Reparación menor Reactivación y limpieza de pozo	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Otras intervenciones específicas en pozos	Prueba de Integridad de Pozos	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Ingeniería de producción	Análisis de redes de producción	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	3
Prevención y detección de incendio y fugas de gas	Equipamiento para control de incendios, inspección y evaluación de sitios, manejo y disposición de residuos,	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	49
Tratamiento y eliminación de residuos	Cumplimiento a condicionantes ambientales, autorizaciones y permisos																

Tabla 3. Campos pertenecientes al Área Contractual. (Fuente: CNH con datos del Contratista).

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "FR" and "MP"]*

### III.3 Toma de información o estudios

El objetivo manifestado del Contratista en la ejecución de la actualización del Programa Provisional con respecto al programa de toma de información y estudios es actualizar el modelo petrofísico y sedimentario del yacimiento para evaluar oportunidades adicionales al desarrollo del campo.

Se propone en términos generales, el adquirir información de registros geofísicos de pozo (registros de saturación detrás de tubería de revestimiento), revisión de expedientes y actualización de la información, ejecución de pruebas de producción con una duración máxima de 48 horas en decremento (flujo), pruebas de integridad a la mecánica del pozo, estudios de integridad de pozos, medición de presiones y temperatura de pozos y estudios de cromatografía de gases.

- 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.
- Pruebas de producción. Se ejecutarán como resultado de las reparaciones mayores (2 ampliaciones de intervalos) y menores (1 limpieza y 1 reactivación) con el objetivo de obtener información básica para el manejo óptimo de la producción. La duración máxima del periodo de decremento será de 48 horas.
- 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

### III.4 Pronóstico de producción

De acuerdo con el Contratista, 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.

Se presentan en las figuras 4 y 5, los pronósticos de producción de gas (producción de gas promedio mensual (mmpcd)) y de aceite (producción de aceite promedio mensual (bpd)) en millones de pies cúbicos para gas y barriles por día para aceite respectivamente.

Para el caso de las reparaciones mayores, el Contratista ejecutó un flujo de trabajo para 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 reparaciones mayores planificadas tienen el potencial de incrementar de 0.482 mmpcd producción de gas promedio mensual de noviembre 2018 a 4.434 mmpcd promedio mensual de producción de gas de diciembre 2018, esto es, a través de la ejecución de 2 reparaciones mayores, así como dos reparaciones menores (reactivación y limpieza) del pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A para generar producción de aceite con un gasto inicial estimado de 27 bpd; respecto a la producción de gas, la aportación de las reparaciones mayores representa aproximadamente el incremento en 9 veces la producción de gas comparando ambos meses.

El gasto inicial de producción estimado por el Contratista asociado a las reparaciones mayores de los pozos Copite-92 y Copite-93 es de 1.91 mmpcd. El Contratista define un volumen original de 0.828 mmpcd y una recuperación final estimada de 0.594 mmpcd, lo que resulta en un factor de recuperación final estimado de 71% en un área de 88.96 acres.

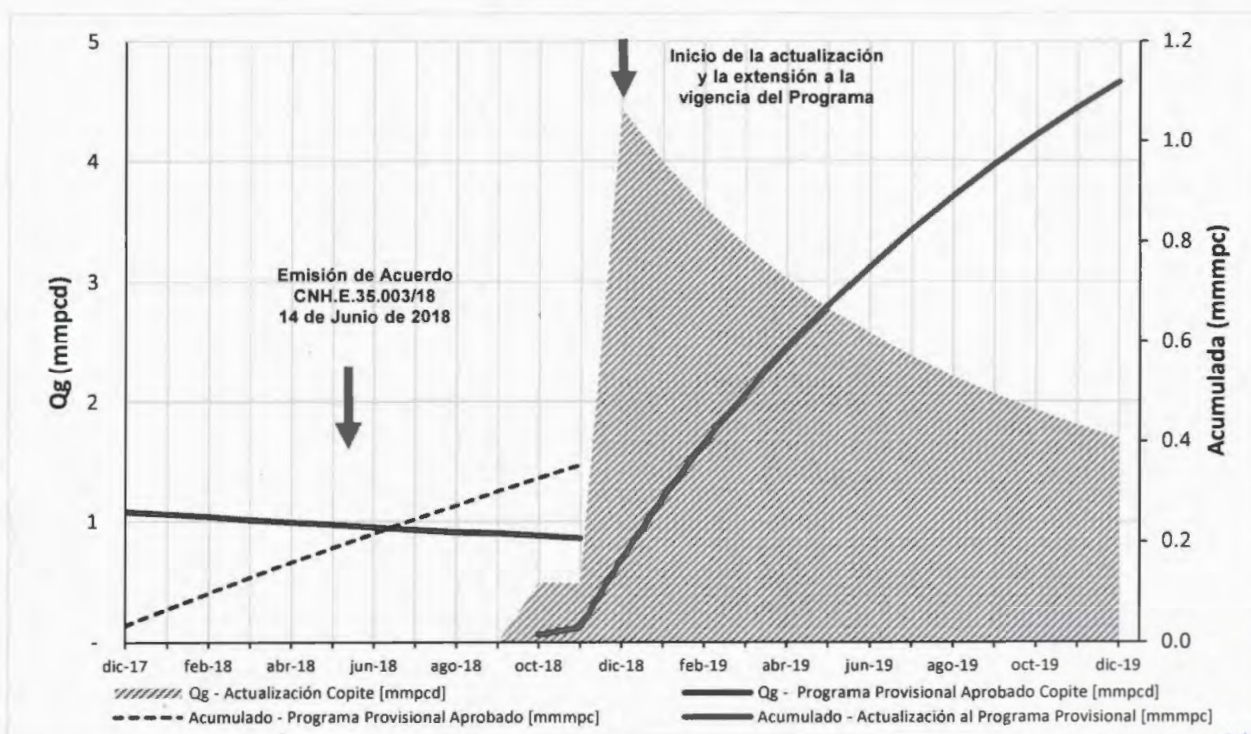


Figura 4. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional.  
(Fuente: CNH con datos del Contratista).

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15
Producción de gas, mmpcd	0.491	0.482	4.434	3.979	3.610	3.293	3.018	2.777	2.565	2.377	2.210	2.061	1.926	1.805	1.694
Producción acumulada, mmpc	0.01	0.03	0.16	0.29	0.40	0.50	0.59	0.67	0.75	0.82	0.89	0.95	1.01	1.07	1.1

Tabla 3. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional  
(Fuente: CNH con datos del Contratista).

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: 60 ft, Porosidad: 0.1 fracc., Presión: 997.3 psia, Temperatura: 183.4°F, Saturación de agua: 0.4 fracc., Modelo de yacimiento: Radial homogéneo, Permeabilidad radial: 2 mD, Modelo de frontera: Sistema Cerrado, Radio de drenaje: 984.25 ft.

La producción de aceite en la presente Área Contractual se espera derivada de la reactivación del pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A a ser ejecutada en noviembre de 2018 a través de reparación menor, así como limpieza del pozo en la formación productora Brecha San Felipe.

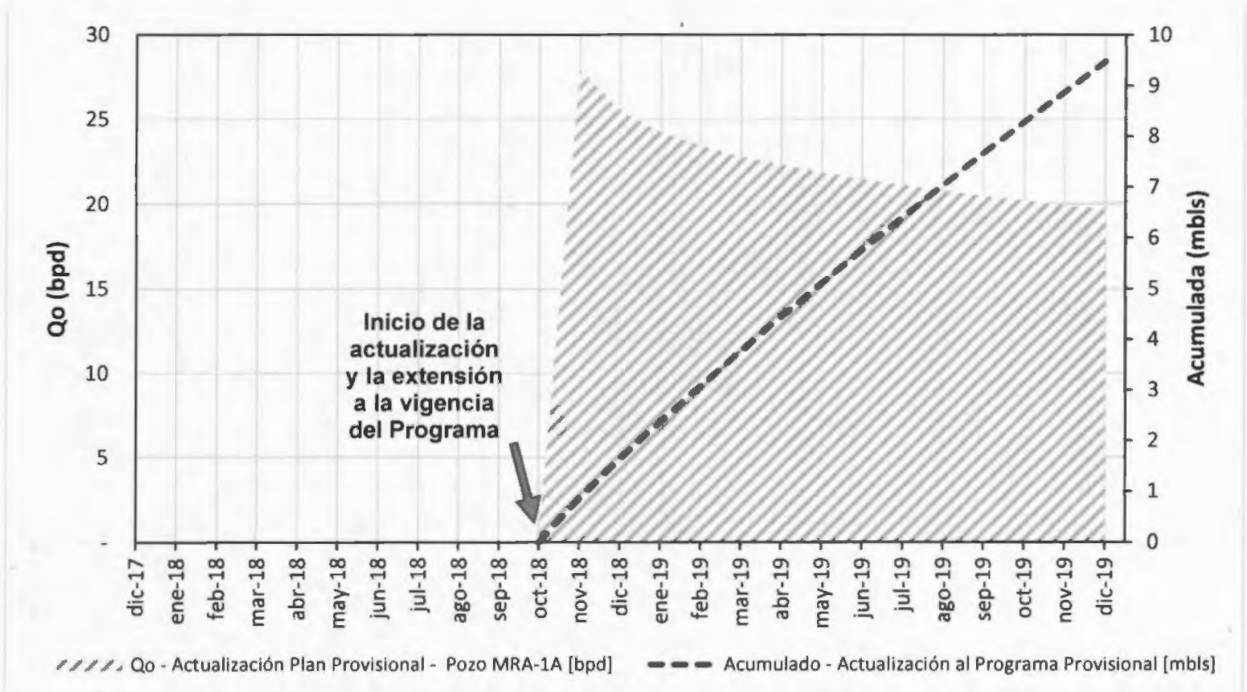


Figura 5. Pronóstico de producción de aceite para el Programa Provisional – Campo Manuel Rodríguez Aguilar (MRA)-1A. (Fuente: CNH con datos del Contratista).

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15
Tasa de Producción de aceite	0.00	27.92	25.44	24.20	23.39	22.77	22.26	21.82	21.43	21.08	20.75	20.45	20.17	19.91	19.66

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "YR" and "FTR".



Promedio, [bpd]															
Producción acumulada, [mbls]	0.00	0.85	1.62	2.36	3.07	3.77	4.45	5.11	5.76	6.40	7.04	7.66	8.27	8.88	9.47

Tabla 4. Pronóstico de producción de aceite para la actualización del Programa Provisional.  
(Fuente: CNH con datos del Contratista).

### III.5 Medición de Hidrocarburos

Derivado de la revisión realizada a la información entregada por el Contratista respecto de la solicitud de modificación del Programa Provisional, en el cual se identifica que, la Medición de los Hidrocarburos Gaseosos de los pozos Copite-95, Copite-93, Copite-92 y Chilpaya-1 seguirán bajo el mismo esquema de explotación, aprobado mediante la Resolución CNH.E.65.012/17, los cuales siguen actualmente con flujo hacia los gasoductos de 8" y 16" propiedad de Pemex, para su posterior envío a la Estación de Compresión Copite – Estación de Recolección de Gas Miralejos, para luego ser transportados a la Estación de Compresión Matapionche y por último al Centro Procesador de Gas Matapionche.

Para la Medición futura de la fase líquida, manifestó el Contratista, se considera la construcción de la Estación de Recolección Manuel Rodríguez Aguilar (medición referencial) cuyo fin es el almacenamiento y medición de los hidrocarburos líquidos provenientes del pozo MRA-1 A.

La Medición de los líquidos será de manera manual con cinta de aforo y muestras representativas del mismo en los tanques de almacenamiento y siendo transportados por carro tanque, durante la vigencia del presente plan, a la Estación de Recolección Copite y/o Estación de Compresión Matapionche, ambas pertenecientes a PEMEX Petróleos Mexicanos PEP. En caso de ser definidos los escenarios para la Medición futura de los Hidrocarburos líquidos (aceite y condensado, según sea el caso) y la infraestructura para el manejo de la producción del gas derivada de nuevas actividades propuestas en el Programa presentado, el Contratista deberá presentar una modificación a sus Puntos de Medición Provisional, de acuerdo con lo descrito en el Artículo 42, segundo párrafo de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'FTR', '777', and 'X'.



### III.6 Comercialización

Con base en la información proporcionada por el Contratista descrita en el Plan de Evaluación se comprende la intención de éste de continuar con el esquema actual de manejo de la producción. Adicionalmente, el Contratista plantea la posibilidad de reactivar el pozo Manuel Rodríguez Aguilar 1-A el cual es productor de petróleo y cuya producción sería enviada a una instalación nueva que se construirá expreso para la recepción de la producción de dicho campo.

La calidad del gas extraído del Área Contractual se encuentra en la Tabla 5, dicho gas se comercializa bajo las especificaciones de estándares de calidad señalados en la Tabla 6.

Componente MOL	MRA 1-A	Cópita-92 y 93
C1	79.75	64.97
C2	8.51	11.93
C3	6.37	7.91
nC4	1.09	3.62
IC4	2.22	1.38
nC5	0.49	1.69
IC5	0.51	1.35
C6+	1.06	2.48
C02	0	3.97
H2S	0	0
N2	N/D	0.7

Tabla 5.- Calidad de los hidrocarburos extraídos del Área Contractual<sup>1</sup>

Condiciones	Valores promedio
Producto	Gas Húmedo
Presión [psi]	50 a 150
Temperatura [°C]	20
Poder Calorífico [BTU/ft3]	1304

Tabla 6.- Especificaciones de los Estándares para Comercialización de Gas.

Se espera que se habilite un punto de entrega adicional cuando el campo Manuel Rodríguez Aguilar reanude su producción.

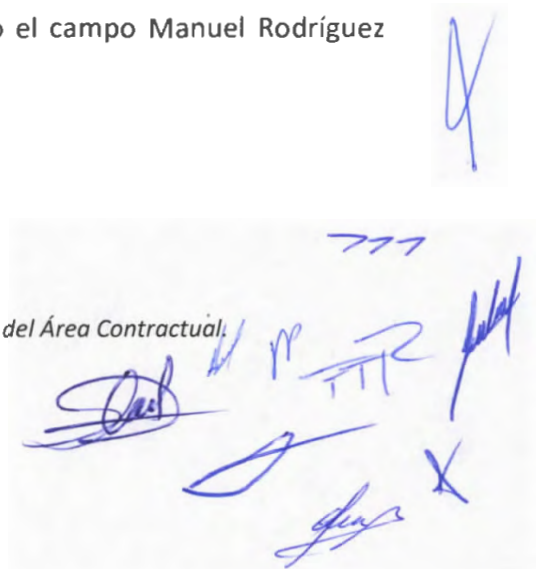
Instalación
ERG Manuel Rodríguez Aguilar <sup>2</sup>
Compresor a boca de pozo
Compresor en cabezal

<sup>2</sup> infraestructura no existente a la fecha de la presentación del Plan provisional.

Tabla 7.- Puntos de Entrega poro el Gas y el Petróleo proveniente del Área Contractual.

<sup>1</sup> Con datos proporcionados por el Contratista.

<sup>2</sup> Infraestructura no existente a la fecha de la presentación del Programa Provisional.



### III.7 Análisis Económico<sup>3</sup>.

La opinión económica de la actualización del Programa Provisional<sup>4</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\$1,798,501.15 distribuido entre diciembre de 2017 y noviembre de 2018. De ese total, aproximadamente el 8.65% (equivalente a USD\$155,568.60) estaba considerado a erogarse entre octubre y noviembre del 2018.

Por otra parte, el presupuesto actualizado presentado por el Contratista asciende a USD\$2,634,368.80, mismo que sería erogado entre octubre de 2018 y el 08 de diciembre de 2019. Dicho presupuesto actualizado, según lo manifestado por el Contratista sustituirá al presupuesto vigente una vez aprobada la actualización.

Con base en lo anterior, la DGEEE<sup>5</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 8. Del comparativo se observa que, para los meses octubre-noviembre 2018, el presupuesto incrementaría 270% y 273%, respectivamente.

FTT  
PP

✓  
✓  
✓

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> Conforme al CONSIDERANDO SÉPTIMO del ACUERDO General C/NH.E.35.003/18 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2018.

<sup>5</sup> Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

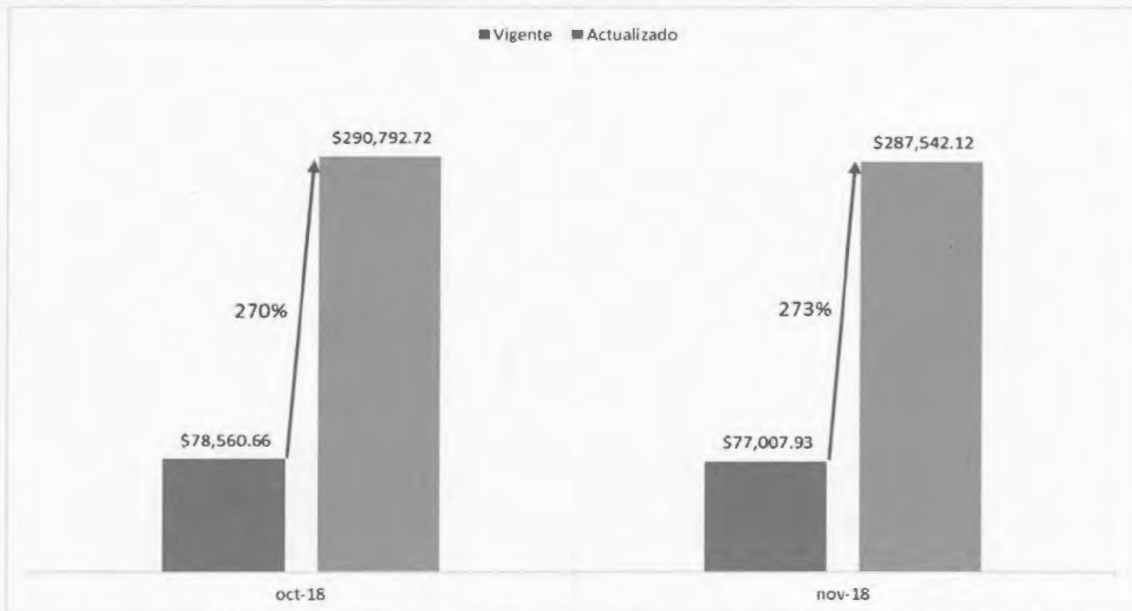


Figura 6. Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto actualizado (monto en dólares de 2018 de Estados Unidos) (Fuente: CNH con datos del Contratista) Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	oct-18		nov-18	
		Vigente	Actualizado	Vigente	Actualizado
Producción	General	\$ 49,169.64	\$ 31,243.12	\$ 45,029.04	\$ 38,566.12
	Geología	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 110,000.00
	Pruebas de Producción	\$ 3,105.45	\$ 13,758.00	\$ -	\$ 41,258.00
	Ingeniería de Yacimientos	\$ 776.36	\$ 410.00	\$ 776.36	\$ 2,010.00
	Construcción de Instalaciones	\$ 20,703.01	\$ 218,856.60	\$ 20,703.01	\$ -
	Intervención de Pozos	\$ -	\$ 1,500.00	\$ -	\$ 93,000.00
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ -	\$ 500.00	\$ -	\$ -
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 4,806.20	\$ 24,525.00	\$ 10,499.53	\$ 2,708.00
<b>Total</b>		<b>\$ 78,560.66</b>	<b>\$ 290,792.72</b>	<b>\$ 77,007.93</b>	<b>\$ 287,542.12</b>

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 8. Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en Dólares de 2018 de los EE. UU.) (Fuente: CNH con datos del 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*

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'FTR' and 'no']*



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\$2,634,368.80 (USD\$814,588.80 corresponden a gastos de operación y USD\$1,819,780.00 corresponden a gastos de capital). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la Figura 7 y Tabla 9, a continuación:

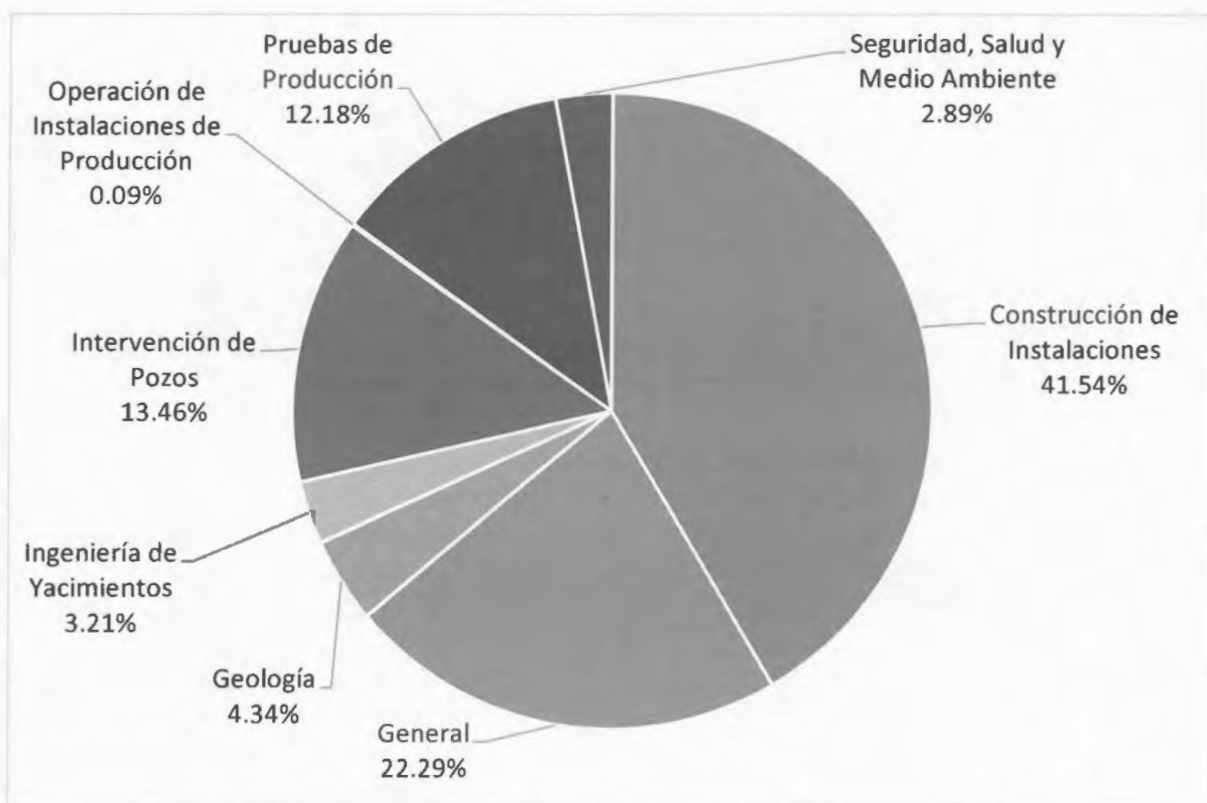


Figura 7. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total \$2.63 millones de dólares de las EE. UU.) (Fuente: CNH con datos del Contratista)

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	Total <sup>1</sup>
Producción	General	\$108,375.36	\$478,793.44	\$587,168.80
	Geología	\$110,000.00	\$4,445.00	\$114,445.00
	Pruebas de Producción	\$124,774.00	\$196,096.00	\$320,870.00
	Ingeniería de Yacimientos	\$4,430.00	\$80,120.00	\$84,550.00
	Construcción de Instalaciones	\$218,856.60	\$875,426.40	\$1,094,283.00
	Intervención de Pozos	\$354,500.00	\$-	\$354,500.00

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including '777', 'X', 'FTR', and other illegible marks.]*

	Operación de Instalaciones de Producción	\$500.00	\$2,000.00	\$2,500.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$29,941.00	\$46,111.00	\$76,052.00
	<b>Total<sup>1</sup></b>	<b>\$951,376.96</b>	<b>\$1,682,991.84</b>	<b>\$2,634,368.80</b>

1. Las cifras pueden no coincidir por redondeo. 2. Considera de octubre a diciembre de ese año. 3. Considera de enero al 8 de diciembre de ese año. **Tabla 9. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera (Montos en Dólares de los EE. UU.)**

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

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborado 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 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 del Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la tabla 9, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño previstos en el Anexo VI de los Lineamientos.

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Meta o parámetros de medición	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 de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left( \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$DRMA = \left( \frac{RMA_{real} - RMA_{plan}}{RMA_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

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

Característica	Producción	Gasto de operación
Meta o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de producción real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left( \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left( \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Desarrollo de reservas	Factor de recuperación	Productividad
Meta o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd) Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left( \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) * 100$	$DFR = \left( \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$	
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de gas natural
Meta o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado.	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado.
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \left( \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) * 100$	$DAGN = \left( \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) * 100$

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and various scribbles.



Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 10. Indicadores de desempeño (Fuente: Contratista).

## V. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la actualización del Programa Provisional del Área Contractual 7, sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 el presente Programa.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1195/2018 de fecha 17 de octubre de 2018, informó lo siguiente:

- I. El REGULADO cuenta con la Autorización a su Sistema de Administración número ASEA-JAE173004C/AI1817 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1282/2017 de fecha 11 de diciembre de 2017, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico Programa Provisional del Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017.
- II. Las actividades amparadas en la Autorización número ASEA-JAE173004C/AI1817, y de acuerdo con el "Dictamen Técnico Programa Provisional del Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016" aprobadas por la Comisión en diciembre de 2017 fueron las siguientes:
  - Con respecto a Geología y Geofísica se ejecutará una reinterpretación sísmica de detalle, así como estudios estratigráficos y petrofísicos.
  - Elaboración de un programa de seguridad y medio ambiente (línea base ambiental y social). así como auditoría ambiental que involucra la evaluación del sitio del Área Contractual y manejo y disposición de residuos de producción.
  - Mantenimiento de sistemas contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego.
  - Actividades generales tales como Revisión y visita de pozos, mantenimiento a las vías de acceso. mantenimiento a duetos. calibración, vigilancia, aforos a boca de pozo.
  - Análisis de redes de producción e inspecciones en sitio.

Para los pozos abiertos con un potencial de permanecer en producción al momento de la toma del área contractual por parte del Licitante Ganador Copite-92, Copite-95 y Chilpaya-1). se ejecutarán las siguientes actividades:

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777', the initials 'FTR', and several illegible signatures.

- Registros de presión de fondo cerrado, registros de producción. pruebas de incremento, pruebas de decremento., análisis de curva de oferta del yacimiento, cálculo de reservas.
- Cromatografía de gases, adquisición e instalación de equipos de medición, prueba de integridad de pozos y limpiezas.

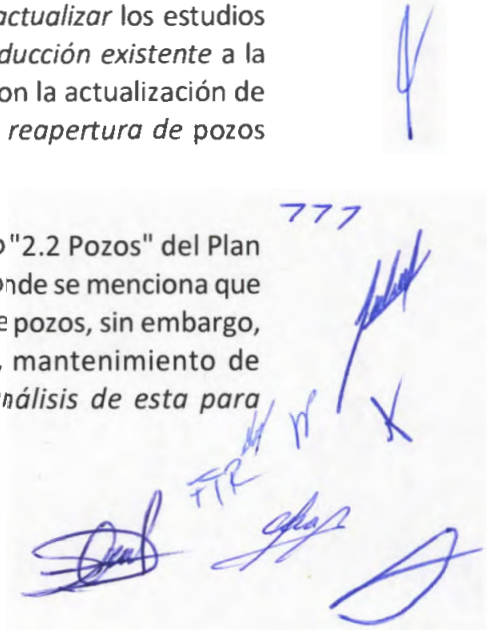
III. A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Plan Provisional Extendido correspondiente al CONTRATO.

IV. Así mismo derivado de la evaluación de la información de la modificación del Plan de Evaluación remitido a esta AGENCIA, se hace de conocimiento que la información que impacta a la Autorización No. ASEA-JAE173004C/AI1817, en relación con los 18 elementos del Sistema de Administración y el Programa de Implementación; es la siguiente:

#### **A. RESPECTO A LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE EVALUACIÓN:**

1. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2. Descripción *del Plan Provisional Extendido*" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "*El Plan Provisional Extendido del Área Contractual 7 tiene como objetivo principal dar seguimiento operativo al Área Contractual, esto a través de actividades de operación, mantenimiento, toma de información, construcción y/o adecuación de infraestructura, entre otras. Con la toma de información se procederá a diagnosticar el estado actual de los yacimientos y pozos, a fin de mejorar y/o reactivar la producción asociada a aquellos cuya condición mecánica permita su operación segura. La vigencia de este Plan Provisional Extendido es de 15 meses a partir de la fecha de aprobación del presente plan o hasta la aprobación del Plan de Desarrollo, lo que ocurra primero*".
2. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.1 *Actividades de Desarrollo y Metas Físicas*" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "*Las actividades contempladas en el Plan Provisional Extendido incluyen la toma de información para actualizar los estudios necesarios en el área, así como asegurar y optimizar la producción existente a la fecha realizando intervenciones a pozos. Adicionalmente y con la actualización de la información correspondiente, se evaluará y efectuará la reapertura de pozos inactivos dentro del Área Contractual.*"
3. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.2 Pozos" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "*El Plan Provisional Extendido no contempla la perforación de pozos, sin embargo, se considera efectuar trabajos de reparaciones a pozos, mantenimiento de producción, así como toma de información, revisión y análisis de esta para determinar posibles oportunidades*".

777



▪ **Sistemas Artificiales de Producción**

*Para el caso de Manuel Rodríguez Aguilar, se ha demostrado que las condiciones óptimas de producción se presentan cuando el pozo se encuentra produciendo bajo aparejo fluyente.*

▪ **Reparaciones**

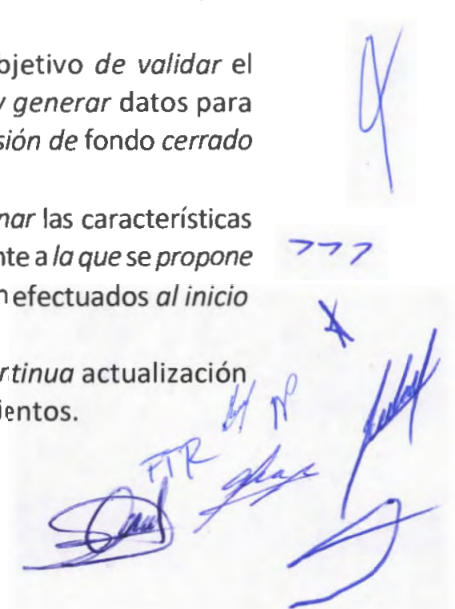
*Se tienen consideradas reparaciones mayores y menores con el objetivo de incrementar el factor de recuperación del yacimiento a través de pozos existentes.*

▪ **Abandono**

*Durante la vigencia del Plan Provisional Extendido no se tiene previsto el abandono de pozos dentro del Área Contractual 7 dado que se tiene pronosticado que al menos los pozos activos al momento de la firma se encuentren produciendo al finalizar el presente plan.*

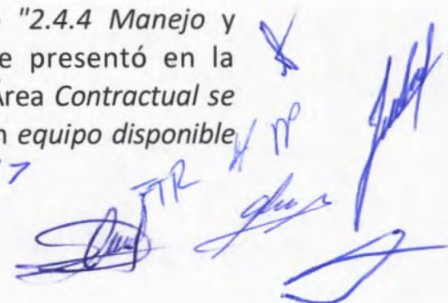
4. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.3 Toma de Información y Estudios" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "El objetivo del programa de toma, adquisición de información y la realización de estudios de los campos productores es actualizar el modelo petrofísico y sedimentario del yacimiento para evaluar oportunidades adicionales al desarrollo del campo".

- **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, de acuerdo con el Inventario de Activos con fecha del 6 de diciembre de 2017.
- **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 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 anteriormente descrita, se contemplará la intervención a pozos.
- **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 cerrado y fondo fluyente.
- **Estudios de cromatografía de gases y análisis PVT.** 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 del Plan Provisional Extendido.
- **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.
5. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4. Infraestructura" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "En la siguiente tabla (Tabla 2.1), se enlista de manera general la infraestructura contemplada para el desarrollo de las actividades del presente plan, así como la infraestructura alternativa a desarrollar".
  6. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4.1 Medición de hidrocarburos" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "La medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos se hará de manera estática y dinámica en puntos de medición referenciales y puntos de medición provisionales divididos como se muestra en la Tabla 2.2 y la Figura 2.1"
  7. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4.2. Aprovechamiento de Gas" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "El campo Copite tiene como fluido principal gas no asociado, mientras que Manuel Rodríguez Aguilar tiene como fluido principal aceite negro y gas asociado. Para efecto del Plan Provisional Extendido el gas producido (asociado y no asociado) 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. Para los efectos del aprovechamiento del gas natural, en la Sección 1.5 se presenta la infraestructura disponible en el Área Contractual 7, su localización, los planos correspondientes, así como la capacidad de manejo."
  8. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4.3 Manejo y Comercialización de Gas" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "Con la infraestructura existente instalada se tiene la siguiente capacidad de procesamiento de gas (Tabla 2.4)"
  9. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4.4 Manejo y Disposición de fluidos" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "La producción actual del Área Contractual se trata de gas no asociado. Fundamentado en esto, no se cuenta con equipo disponible

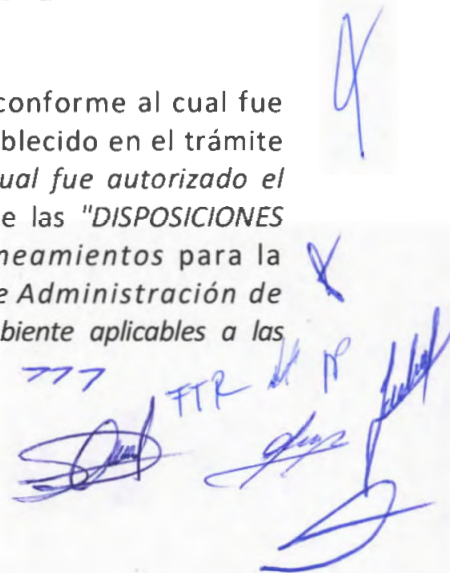


para tratamiento y comercialización de líquidos, sin embargo, se deja abierta la posibilidad de contemplar su manejo y comercialización si el proyecto llega a ser operacional y económicamente viable."

10. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.4.5 Mantenimiento y Abandono" del Plan de Evaluación 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 instalaciones ni de pozos, dentro del Área Contractual 7."
11. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.5 Recuperación Secundaria y Mejorada" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "Para efectos del presente Plan Provisional Extendido, no se considera la implementación de ningún proyecto de Recuperación Secundaria ni Mejorada."
12. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.6 Subcontratistas" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "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. El resumen general de las subcontrataciones para el Plan Provisional Extendido se encuentra en la Tabla 2.5."
13. Lo referente a lo manifestado por el **REGULADO** en el punto "2.7 Inversión y Gastos de Operación, Mantenimiento y Reparación" del Plan de Evaluación Extendido que presentó en la **COMISIÓN**, en donde se menciona que "Los costos estimados en este apartado, y considerados para la etapa inicial del proyecto, son Clase V. Para esta fase de visualización se considera que un rango de exactitud de +/- 30% es suficiente tomando en cuenta la cantidad y calidad de información disponible para la elaboración del Plan Provisional Extendido."

Por lo anteriormente expuesto, esta **DGGEERC** le hace de su conocimiento que, para efectos de que las actividades planteadas por el **REGULADO** para el **Plan Provisional Extendido** correspondiente al contrato **CNH-R02-L03-VC-02/2017**, puedan encontrarse amparadas, en la Autorización No. **ASEA- JAE173004C/A11817** emitida mediante oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/1282/201**, de fecha 11 de diciembre del 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 el **Plan Provisional Extendido**.

No omito mencionar que previo a que la **AGENCIA** se pronuncie respecto modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración del **REGULADO**, resulta necesario contar con el Dictamen técnico aprobado de la **Plan Provisional Extendido** asociado al **CONTRATO**, toda vez que las actividades a realizar en el **PROYECTO** 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 la **Plan Provisional Extendido** y se emita el Dictamen Técnico correspondiente, dicho dictamen sea remitido a esta **DGGEERC**.”

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

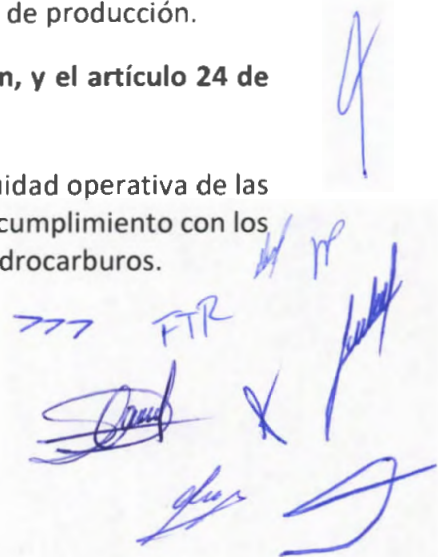
**VI.1 CONSIDERACIONES**

La actualización del Programa Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, al procurar la continuidad operativa de las actividades de producción, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando el factor de recuperación y obteniendo el volumen máximo de hidrocarburos, mediante la utilización de la tecnología adecuada para el Área Contractual, promoviendo el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y procurando el aprovechamiento del gas natural, 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 soluciones enfocadas a la productividad de los pozos como es el análisis de curva de oferta de los pozos y análisis de redes de producción.

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

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





## VI.2 RECOMENDACIONES

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

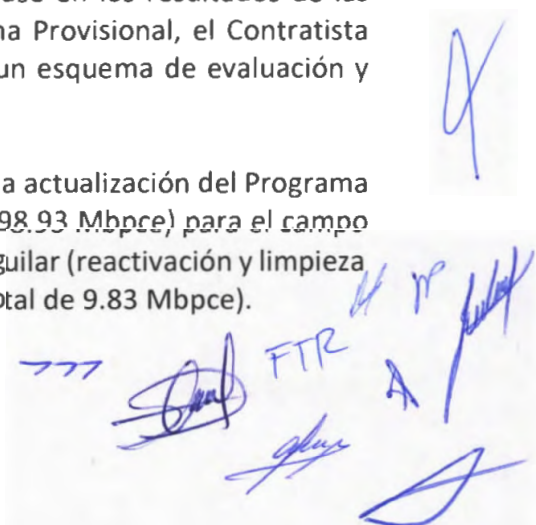
- Se recomienda al Contratista ejecutar las obras e infraestructura necesaria para no quemar la producción de gas, aun siendo pronosticada minúscula en especial en las operaciones de reactivación del pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1.
- Se recomienda hacer uso de información de producción y presión derivadas de la ejecución de reparaciones menores y mayores, para así poder delinear con menor incertidumbre el plan de desarrollo, a fin de maximizar el factor de recuperación del Área Contractual, en específico para aceite, ya que se encuentra en el orden de 3%.
- Por último, se recomienda al Contratista hacer uso de la información derivada del programa de toma de información con registros de saturación detrás de tubería, ya que tienen el potencial de detección de zonas con hidrocarburo remanente, lo cual podría detonar nuevas intervenciones en pozos del Área Contractual, en específico para la zona Cenozoica de la columna geológica, ya que regionalmente es un potencial Play productor.

## 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 a la actualización del Programa Provisional asociado al Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo a la Cláusula 4.1 del Contrato y el artículo 24 y Anexo VI de los Lineamientos, así como del artículos 8 y 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades dar continuidad operativa al Área Contractual a través de obtener información de los pozos ubicados dentro del Área Contractual y de las instalaciones existentes en ella.

De acuerdo con la actualización del Programa Provisional, el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos, toma de registros, así como la elaboración de estudios especializados como son el modelo sedimentario y el modelo petrofísico. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades y estudios del periodo de la actualización 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 lograr durante el periodo de la de la actualización del Programa Provisional, una producción acumulada de gas de 1.117 mmpc (198.93 Mbpce) para el campo Copite, así como una producción para el campo Manuel Rodríguez Aguilar (reactivación y limpieza del pozo MRA-1A) de 0.002 mmpc de gas y 9.47 Mbbls de aceite (total de 9.83 Mbpce).



En total se espera obtener durante el periodo de la actualización del Programa Provisional.1.119 mmmpc de gas y 9.47 Mbls de aceite (total de 208.76 Mbpce), lo que contribuirá a incrementar en 6.84% el Factor de Recuperación para gas y 0.14% para aceite en el Área Contractual.

Teniendo en consideración un volumen original del Área Contractual de 6.78 MMb de aceite y 16.37 mmmpc de gas, con una producción acumulada de 0.189 MMb de aceite y 6.317 mmmpc de gas, así como la producción incremental derivada de la ejecución de las actividades de la actualización del Programa Provisional (9.47 Mbls de aceite y 1.119 mmmpc de gas), se tendrá un factor de recuperación total al final de la actualización del Programa Provisional., de 2.79% a 2.93 % en Aceite y de 38.6% a 45.42% en Gas en el Área Contractual 7.

Del contenido de la actualización al 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.

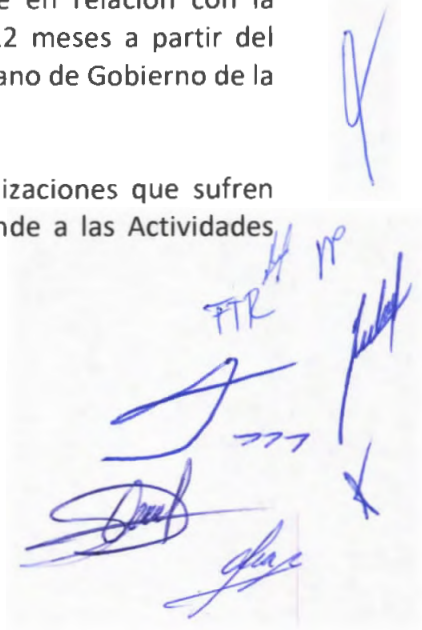
Se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas aptas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentado las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para una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

Previo a iniciar las actividades de desarrollo y producción de hidrocarburos, el Contratista deberá contar con la aprobación del Punto de Medición Provisional, el cual no es materia del presente Dictamen.

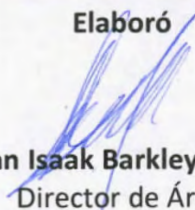
Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el Contratista seguirá realizando la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual 7, en el Punto de Medición Provisional que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.012/17 del 7 de diciembre de 2017.

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación con la actualización del Programa Provisional, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir del vencimiento del Programa Provisional vigente que fue aprobado por el Órgano de Gobierno de la CNH en la resolución CNH.E.65.011/17.

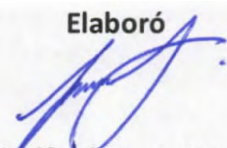
Cabe mencionar que los 12 meses señalados corresponden a las actualizaciones que sufren actividades contenidas en la aprobación vigente y el restante, corresponde a las Actividades relacionadas con la actualización del Programa Provisional.



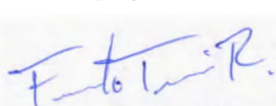
Elaboró

  
**Ing. Alan Isaak Barkley Velásquez**  
Director de Área  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción


Elaboró

  
**Ing. José Alfredo Fuentes Serrano**  
Subdirector de Área  
Dirección General de Medición

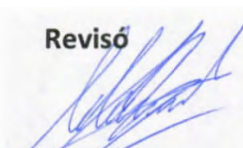
Elaboró

  
**Ing. Fernando Tremari Romero**  
Subdirector de Área  
Dirección General de Comercialización  
De Producción

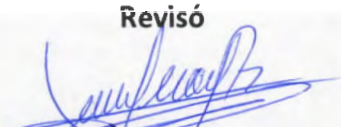
Elaboró

  
**Mtra. Bertha Leonor Frías García**  
Directora General Adjunta  
Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

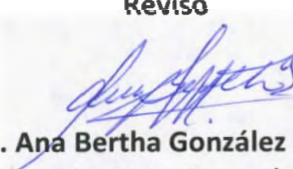
Revisó

  
**Mtra. María Adamelia Burgueño Mercado**  
Directora General  
Dirección General de Estadística y  
Evaluación Económica

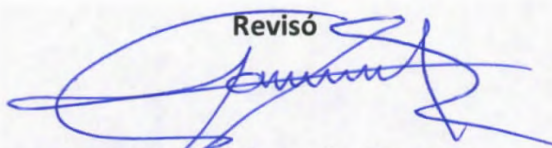
Revisó

  
**Ing. Juan Carlos Perez García**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

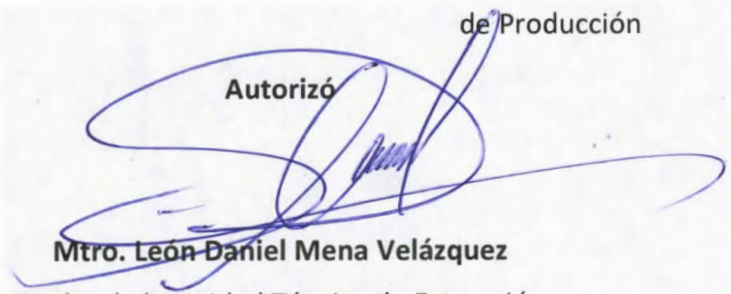
Revisó

  
**Mtra. Ana Bertha González Moreno**  
Directora General  
Dirección General de Medición

Revisó

  
**Ing. Samuel Camacho Romero**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Comercialización  
de Producción

Autorizó

  
**Mtro. León Daniel Mena Velásquez**  
Titular de la 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 al Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

