



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

**Actualización del Programa Provisional del Contrato
CNH-R02-L03-BG-01/2017**

Área Contractual 1 - Burgos

**Contratista: Iberoamericana de Hidrocarburos CQ,
Exploración y Producción de México, S. A. de C. V.**

A collection of handwritten signatures in blue ink, including several distinct cursive and stylized marks. Below the signatures, the date 'Octubre 2018' is printed in a small, black, sans-serif font.

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	6
III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.....	7
EXPLORACIÓN.....	7
DESARROLLO.....	8
III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS.....	8
III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS.....	10
III.5 PERFORACIÓN.....	12
III.6 REPARACIONES MAYORES Y MENORES.....	14
III.7 INFRAESTRUCTURA.....	16
III.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	17
III.9 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	20
III.10 COMERCIALIZACIÓN.....	21
III.11 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	21
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL	23
V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	25
VI.1 CONSIDERACIONES.....	27
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DE LA CLÁUSULA 4.1 DEL CONTRATO, ASÍ COMO EL ARTÍCULO 24 Y ANEXO VI DE LOS LINEAMIENTOS.	27
VI.2 RECOMENDACIONES.....	27
VI.3 DICTAMEN TÉCNICO.....	28

El presente dictamen se refiere a la Actualización al Programa Provisional del Área Contractual A-1 de la Licitación CNH-R02-L03/2016, presentado por la empresa Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V. (en adelante, Contratista) mediante escrito A01-GSS_2018-08-0010, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 9 de agosto del 2017 derivado del ACUERDO General CNH.E.35.003/18 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos extiende la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 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 Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R02-L03/2016, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación CNH-R02-L03/2016, en el cual se adjudicó el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos correspondiente al Área Contractual 1 (en adelante, Área Contractual), al Contratista conformado por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. y PJP4 de México, S.A. de C.V. (en adelante, Contratista), el Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/17 (en adelante, Contrato) se celebró el 08 de diciembre del 2017, entre, por una parte la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y por la otra parte el Contratista.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Descripción
Estados y municipios	Estado: Nuevo León; Municipios: Dr. Coss y General Bravo. Estado: Tamaulipas; Municipio: Camargo
Área del contrato	99.252 km2
Fecha de emisión/firma	8 de diciembre de 2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Operadora y socios con porcentaje de participación	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V con 60% y Servicios PJP4 de México S.A. de C.V. con 40%
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Campos: Carlos, Picadillo, Carlota y Llano Blanco. Yacimientos: Eoceno Queen City (EQC) Eoceno Cook Mountain (ECM) Eoceno Yegua (EY) Eoceno Wilcox (EW)
Colindancias	Norte: Campos Santa Rosalía y Santa Anita Sur: Campos Carretas y Fronterizo Este: Campo Cuervito y Santa Anita Oeste: Campos Viboritas y Mojarreñas

Tabla 1. Información general del Área Contractual
(Fuente Contratista).

777
g
[Handwritten signatures and initials]

El Área Contractual 1 (Figura 1), se ubica los estados de Tamaulipas y Nuevo León, entre los municipios de Dr. Coss y General Bravo a 55 Km al suroeste de Reynosa. Cuenta con una superficie de 99.252 km², respecto al polígono delimitador proporcionado por la Comisión. Geológicamente el Área Contractual 1, se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. Esta Área Contractual, se encuentra conformada por los Campos Carlos, Picadillo, Llano Blanco y Carlota.



Figura 1. Localización y del Área Contractual (Fuente. Comisión).



Figura 1. Mapa de ubicación de los Campos asociados al Área Contractual 1. (Fuente: Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a large '9'.

Figura 1. Mapa de ubicación de los Campos asociados al Área Contractual 1.
(Fuente: Contratista)

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato.

Cabe destacar que, en cumplimiento al numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, el 12 de septiembre de 2017 Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración & Producción de México, S.A. de C.V. mediante escrito sin número, sometió a consideración de esta Comisión el Programa Provisional para poder llevar a cabo la firma del Contrato.

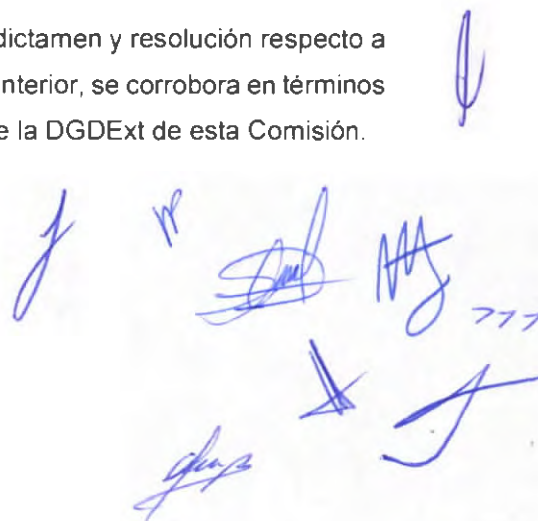
El 7 de diciembre de 2017, mediante las Resoluciones CNH.E.65.003/17 y CNH.E.65.004/17 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó el Programa Provisional y el Punto de Medición Provisional correspondiente al Área Contractual 1 de la Licitación CNH-R02-L03/2016.

El 09 de agosto del 2018 el Contratista presentó la solicitud de actualización al Programa Provisional, que incluye actividades adicionales a las aprobadas en el Programa Provisional vigente, misma que se analizará en el presente documento.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica-económica, y realización del dictamen de la actualización al Programa provisional propuesto por el Contratista, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización de Producción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, de esta Comisión. Además, también intervino la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto a la actualización al Programa Provisional presentado por el Contratista. Lo anterior, se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.00107/2018 de la DGDEExt de esta Comisión.



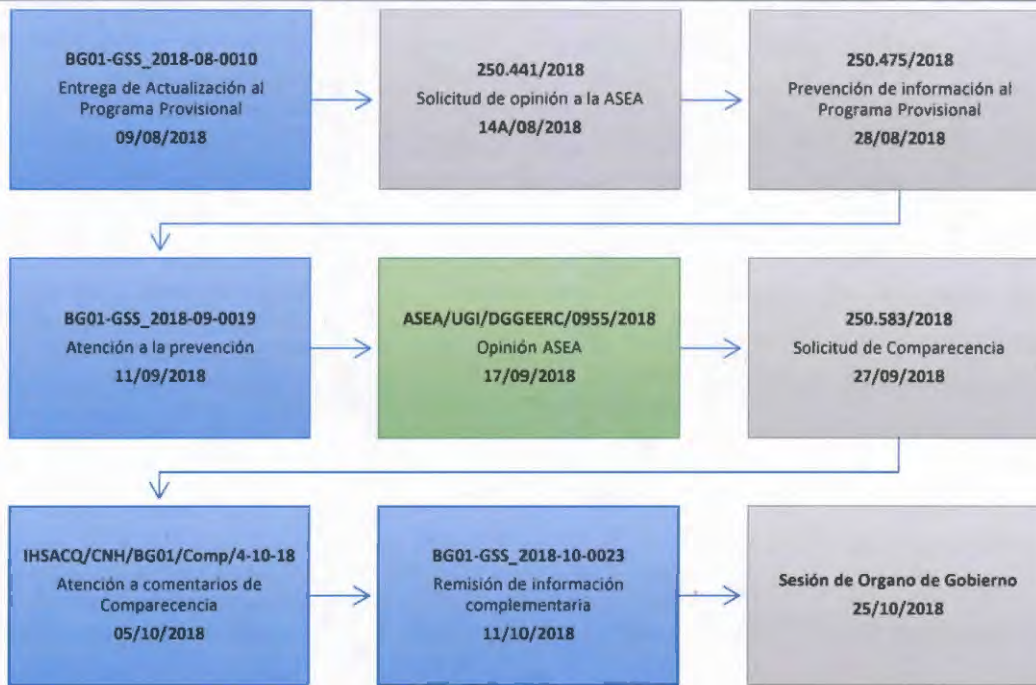


Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la actualización al Programa Provisional.
(Fuente: Comisión)

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 presentado por el Contratista en cumplimiento al Acuerdo General CNH.E.32.003/18 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 y el contenido de la actualización presentada considerando lo estipulado en 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 el numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, tienen por objeto dar continuidad operativa a los Campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Planes Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.
- La Comisión emitió el Acuerdo General CNH.E.32.003/18 por el que se 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.

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 que no podrá ser mayor a doce meses.

III.1 Antecedentes de Exploración y desarrollo

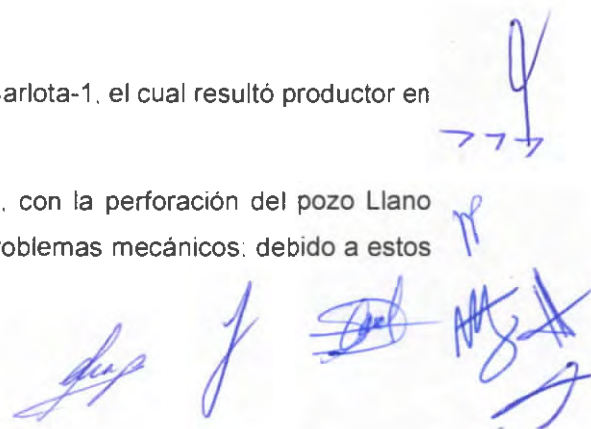
Exploración

El Campo Carlos fue descubierto por el pozo Carlos-1 en el año de 1966. Este Campo está clasificado como productor de Gas Húmedo en areniscas de la formación Eoceno Queen City, Cook Mountain y Yegua. Inició producción con el pozo Carlos-1 en abril de 1970 con 0.91 mmpcd provenientes de la formación Eoceno Medio Queen City 4. La presión inicial del yacimiento fue de 224 kg/cm².

En cuanto al Campo Picadillo, el mismo fue descubierto por el pozo Picadillo-1 en el año de 1964, está clasificado como productor de Gas Húmedo en areniscas de la formación Eoceno Queen City, Cook Mountain y Yegua. Inició producción con el pozo descubridor en abril de 1965, con una producción inicial de gas de 1.20 mmpcd.

El Campo Carlota se descubrió en 1968, con la perforación del pozo Carlota-1, el cual resultó productor en la formación Queen City 3.

La exploración en el Campo Llano Blanco comenzó en marzo 1966, con la perforación del pozo Llano Blanco 1, el cual se tuvo que abandonar durante la perforación por problemas mecánicos. debido a estos



problemas en junio de 1966, se perforó el pozo gemelo Llano Blanco 1A, el cual resulto productor a nivel de la formación Wilcox.

Desarrollo

Durante la etapa de desarrollo del Campo Carlos, la producción máxima de gas fue de 10.1 mmpcd en enero de 2009, posteriormente y como consecuencia del desarrollo del Campo la producción declinó, presentando para junio del 2018 una producción de gas de 1.41 mmpcd. El desarrollo del Campo consistió en la perforación de 35 pozos, de los cuales para junio 2018, 22 se encontraban en operación, 8 pozos cerrados, 3 taponados por improductivos, 1 taponado por agotamiento y 5 pendientes o en programa para taponamiento; adicionalmente 1 pozo no entra en el Contrato (CARLOS-4). Por último, al mes de mayo de 2018 se han extraído 27.52 mmpcd de gas de las formaciones Eoceno Queen City, Cook Mountain y Yegua.

El desarrollo del Campo Picadillo se dividió en dos etapas, durante la primera etapa que fue de 1964 a 1972 se perforaron 19 pozos, de los cuales 7 resultaron improductivos. Posteriormente en la segunda etapa, se reactivaron las actividades con la perforación de 24 pozos en el periodo de 2002 a 2009. El Campo cuenta actualmente con 44 pozos, de los cuales, para junio 2018, 18 se encontraban en operación, 16 cerrados, 7 taponados por improductivos, 1 pozo taponado por agotamiento y 12 pendientes o en programa para taponamiento, adicionalmente 4 pozos no entran en el contrato (PIC-8, PIC-111, PIC-204 y PIC-207). La producción para el mes de junio 2018 del Campo Picadillo fue de 1.109 mmpcd, con una producción acumulada de gas de 36.32 mmpcd.

El Campo Carlota inició producción a través del pozo exploratorio descubridor Carlota-1 resultando productor en la arena EQC-3, posteriormente, en 1970, se perforó el pozo Carlota-2 (Exploratorio), resultando improductivo seco, en ese mismo año se llevó a cabo la perforación de los pozos Carlota-3, resultando improductivo, y Carlota-4, resultando productor de gas y condensado. Finalmente, en 1971 se perforó el pozo Carlota-5, resultando productor de gas y condensado.

El campo Llano Blanco inició su desarrollo en el año de 1966 con la perforación del pozo Llano Blanco-1, resultando abandonado por accidente mecánico, posteriormente se perforó el pozo Llano Blanco-1A, el cual resultó productor en la arena Eoceno Wilcox, posteriormente se perforaron 2 pozos para desarrollo, resultando ambos improductivos (Llano Blanco-2 y Llano Blanco-3).

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo de la extensión por un año adicional para el Programa Provisional es mantener la producción de los 40 pozos que se encontraban en operación a junio del presenta año, mediante la ejecución de 12 Reparaciones Mayores (RMA), la perforación de 4 pozos de desarrollo y la continuidad operativa a las instalaciones existentes en los campos Picadillo y Carlos, complementado con la revisión de pozos inactivos y toma de información necesaria para la posible reactivación de los pozos en los campos Carlota,

Llano Blanco, Carlos y Picadillo. Cabe mencionar que estas actividades físicas son adicionales a las consideradas en el Programa Provisional vigente.

Con la extensión del Programa Provisional, se estima recuperar, de acuerdo con los pronósticos de producción, para los Campos Carlos y Picadillo un total de 3.234 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas y 37.41 miles de barriles (mb) de condensado.

En cuanto a las actividades físicas consideradas para asegurar el mantenimiento y optimización de la producción, se ha programado la ejecución de las acciones que se indican a continuación:

- Mantener la condición de los pozos que se encuentran actualmente en operación dentro del Área Contractual BG-01 mediante un manejo adecuado de los gastos de producción.
- Realizar toma de registros de presión y niveles de fluidos a los pozos existentes, para determinar condiciones de fondo, con la finalidad de evaluar y diagnosticar cada pozo, para identificar oportunidades de optimización.
- Continuar con los sistemas artificiales de producción actualmente utilizados (barras espumantes, inyección de químicos a boca de pozo, válvula motora e inducciones mecánicas).
- Dar mantenimiento a los ductos y su sistema de protección catódica.
- Llevar a cabo el sistema de administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, de manera de asegurar su funcionamiento en condiciones adecuadas de seguridad.

Para la operación del Área Contractual BG-01 y para la ejecución de las actividades de este Plan Provisional Extendido, se estima realizar una inversión de \$ 17.78 Millones de dólares con un tipo de cambio estimado de 20 pesos por dólar. El periodo del plan provisional comprende 12 meses, este tiene su inicio el 8 de diciembre de 2018 y su término el 8 de diciembre de 2019.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado, presenta una secuencia adecuada, a fin de alcanzar los objetivos del presente plan.

Asimismo, se advierte que las actividades propuestas logran el objetivo principal de dar continuidad de operación y producción al Área Contractual.

Tarea	Unidad	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Ago-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Total
Administración de contratos	Servicio		1											1
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Servicio	7	11	7	7	7	7	9	7	7	7	7	7	90
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	Km						0.20	0.72	0.10					1.02
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	Ha						1	1	2					4
Servicios de Soporte	Servicio								1	1				2
Servicios de perforación de Pozos	Pozo								2	2				4

Suministros y Materiales	Pozo							2	2				4	
Terminación de Pozos Terminaciones y RMA)	Servicio	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1		16	
Terminación de Pozos (Análisis PVT)	Estudio								2	2			4	
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	Estudio											1	1	1
Construcción y tendido de ductos	Km							4	4					7.98
Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	Estudio	1						4	4					9
Equipamiento de Pozos (monitoreo remoto)	Pozo	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	192
Realización de pruebas de producción	Servicio	8	10	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	93
Mantenimiento de las instalaciones de producción	Servicio	2	2	6	6	6	6	2	6	6	6	4	2	54
Ingeniería de producción	Servicio	54	54	56	54	54	56	54	54	56	54	54	54	654
Operación de las instalaciones de producción	Pozo	42	42	42	42	42	42	42	44	46	46	46	46	522
Mantenimiento de ductos	Servicio	1	43	7	7	49	7	7	45	1	1	47	1	216
Operación de Ductos	Servicio	0	0	0										1
Actualización del plan de seguridad y medio ambiente	Servicio	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	25
Implementación y seguimiento	Servicio	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	24
Auditoría ambiental	Servicio	1												1
Tratamiento y eliminación de residuos	Pozo								2	2				4
Restauración ambiental	Servicio	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Auditoría de seguridad	Servicio	1												1

Tabla 2. Cronograma de actividades para la actualización al Programa Provisional
(Fuente: Contratista).

III.3 Toma de información o estudios

Como tarea fundamental en la ejecución del Actualización al Programa Provisional, se propone el levantamiento de información en los pozos perforados que se encuentran en producción o cerrados, siendo estas actividades las dirigidas a la realización de pruebas de producción y eventualmente la verificación de la profundidad interior y la toma de presiones (estática y fluyente), con el propósito de mantener o incrementar la producción de gas mediante la optimización y ajuste del diámetro del estrangulador, la verificación y calibración del sistema artificial de producción de válvula motora y la colocación de barras espumantes.

El levantamiento de la información en el área contractual programada para el Plan Provisional Extendido permitirá realizar los diagnósticos de las condiciones actuales de los pozos, identificar las posibilidades de optimización de producción e implementar las acciones para incrementar el volumen de producción de gas con miras a maximizar la rentabilidad del Área Contractual BG-01.

Toma de información en pozos en operación:

- Pruebas de Producción, para determinar de producción en cada uno de los pozos en operación, se llevarán a cabo mediante mediciones trifásicas a boca de pozo, con la finalidad de medir las

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

diferentes fases presentes en los yacimientos, donde el tipo de hidrocarburo esperado es Gas Húmedo. Esta medición se realiza en tiempo real, permitiendo de acuerdo con su configuración, medir directamente en la línea de producción. El beneficio de este tipo de pruebas es que permiten tener un monitoreo eventual o continuo del comportamiento de producción de pozos, con la finalidad de mantener parámetros de control actualizados, que contribuyen a las actividades de optimización y monitoreo continuo.

- Levantamiento de las presiones dinámicas, a través de Registros de Presión de Fondo Fluyendo (RPF) y presiones estáticas, a través de Registros de Presión de Fondo Cerrado (RPF), con la finalidad de monitorear el Índice de Productividad por pozo, para así buscar alternativas de mejora e implementación de posibles Sistemas Artificiales de Producción.
- Revisión de la profundidad interior con equipo de línea de acero, para calibrar el interior de las tuberías de producción de los pozos en producción y cerrados, a manera de verificar su condición mecánica y determinar la profundidad interior.
- Toma de registros de presión a fondo de pozo, con la utilización de sensores para registrar presión. Se registrarán los valores de las presiones con el pozo fluyendo (presión dinámica) y con el pozo cerrado (presión estática). Igualmente, en los pozos cerrados, se tomarán registros de la presión de fondo y se determinarán los gradientes de presión para estimar los niveles de energía actual de estos yacimientos. En ambos casos se medirá la profundidad del tirante de líquido en el interior de cada pozo.

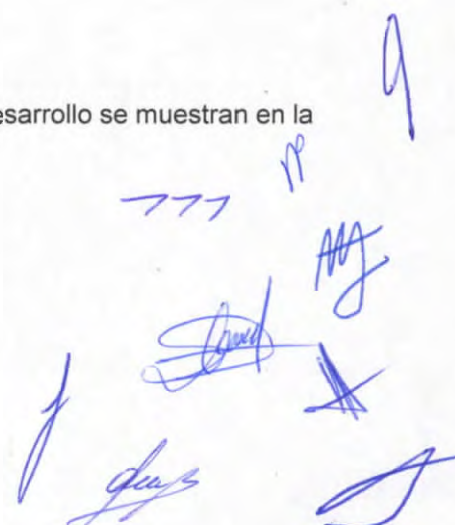
Con toda esta información de presiones y tasa de producción capturada, se realizarán los diagnósticos de cada yacimiento para determinar su potencial de producción, los regímenes de flujo óptimo y el sistema de levantamiento más adecuado para maximizar la producción por pozo.

- Adecuaciones menores a las instalaciones, contemplando entre otras actividades la reparación y mantenimiento general de las instalaciones de producción, esto es: lubricación a válvulas y colocación de volantes en los cabezales de pozos, reparación de geomembranas, desalojo de líquidos almacenados en los contrapozos, mantenimiento de protección catódica en líneas de recolección y gasoductos.

Toma de información en pozos a perforar

La toma de información y los estudios que se pretenden realizar en el plan de desarrollo se muestran en la Tabla 3 y 4

Registros Pozo Desarrollo
Registro Geofísico
Rayos Gamma
Resistivo Convencional (AIT)
Inducción Triaxial



Litodensidad
Neutrón Compensado
Sónico
Registros de Hidrocarburos
Información de Yacimientos-Producción
Registro de presión de fondo
Curva de variación de potencial (CVP)
Pruebas de producción
Pruebas de inyección o mini frac

Tabla 3.- Toma de información para los pozos de Desarrollo (Fuente: Contratista).

Programa de Estudios de Desarrollo					
Disciplina	Nombre del Estudio	Objetivos Particulares	Alcances	Periodo	Tipo de Estudios
Geociencias	Caracterización del Yacimiento	Actualización del modelo estático y dinámico.	Propagación de propiedades petrofísicas utilizando los pozos estratégicos y la información previa del campo. Determinar los volúmenes asociados a los diferentes yacimientos penetrados por los pozos de desarrollo.	4 meses	Estudios Integrados
Petrofísica	Análisis fisicoquímico de aguas de formación	Consiste en cuantificar el contenido de cloruros para las formaciones presentes en el área. La medición de minerales compuestos disueltos o en suspensión.	Utilizar los valores cloruros para el cálculo de resistividad de formación (RW) para calcular y generar el modelo de saturación de agua. (modelo petrofísico)	1 mes	Estudio Geoquímico: -Análisis de laboratorio de fluidos (Análisis de Stiff).
	Evaluación Petrofísica	Conocer las características físicas de las rocas y fluidos en el subsuelo	-determinar el sumario petrofísico de cada arena atravesada por el pozo donde se adquieran registros geofísicos,	Cada vez que se perfore un pozo	Geofísica y Geología

Tabla 4.- Estudios a realizar en la etapa de desarrollo del área contractual BG-01. (Fuente: Contratista).

III.5 Perforación

Para la perforación de los 4 pozos de desarrollo se tiene contemplado el pozo tipo-1, el cual se describe en la siguiente tabla:

Características	Pozo tipo-1
Objetivo general	Estratégico de incorporación de reservas
Formación	Eoceno Queen City
Geometría	Tipo S
Profundidad	2300 m (TVD) / 2450 MD
Diseño de tuberías	Etapa 9 5/8" - 244.5 mm: 150 m
	Etapa 7" - 177.8 mm: 1100 m
	Etapa 3 1/2" - 88.9 mm: 2450 m
Terminación	Tubing Less 3 1/2" - 88.9 mm
Tecnologías	Top Drive y MWD
Distancia entre pozos	800 m
Tiempo de ejecución	Perforación: 12 días

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

	Terminación: 7-10 días
Equipo	900 hhp / 671.13 Kw
	1500 hhp / 1118.55 Kw

Tabla 5.- Características del Pozo tipo-1. (Fuente: Contratista).

En la Figura 4 se muestra de manera esquemática el estado mecánico considerado para el pozo tipo-1, así como el detalle de barrenas, fluidos de perforación por etapa, diseño de tuberías y las actividades de cementaciones asociadas.

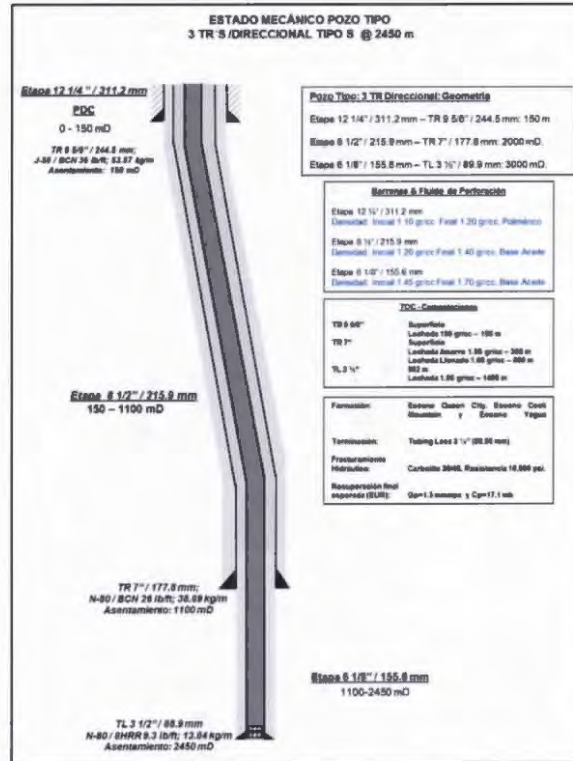


Figura 4- Esquema estado mecánico Pozo tipo-1, Área Contractual BG-01. (Fuente: Contratista).

En la Tabla 6 y la Figura 5, se muestran las localizaciones preliminares propuestas en el Plan Provisional extendido para el Área Contractual BG-01, el Contratista menciona que las coordenadas de la ubicación de las localizaciones mostradas son preliminares y pueden estar sujetas a modificaciones de acuerdo con la información que se obtenga.

Nombre de pozo o grupo de pozo	Ubicación (WGS 84)		Pozo tipo-1
	Coordenada X	Coordenada Y	
Loc-10	510,301.06	2,868,689.72	Pozo tipo-1
Loc-11	513,715.28	2,868,160.72	Pozo tipo-1
Loc-25	513,044.61	2,870,965.21	Pozo tipo-1
Loc-47	513,423.37	2,873,724.97	Pozo tipo-1

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

Tabla 6.- Resumen pozos propuesto a perforar para el Actualización al Programa Provisional. (Fuente: Contratista).

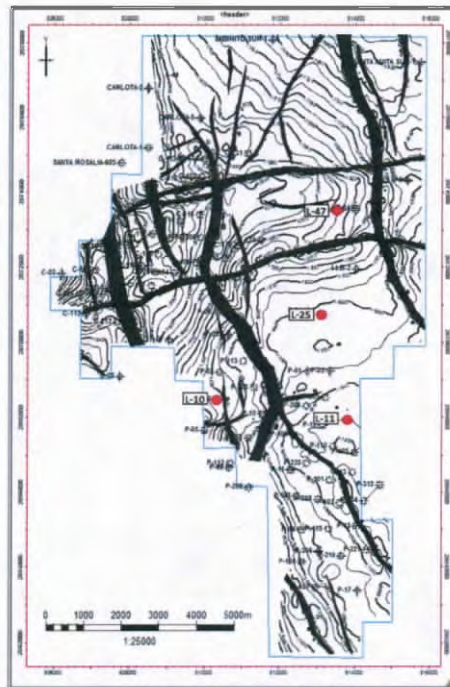


Figura 5 Ubicación de las localizaciones propuestas. (Fuente: Contratista).

Para la perforación de los pozos el Contratista utilizará equipos de perforación con tecnología Top Drive y adquisición de mediciones durante la perforación (MWD), lo cual complementará el programa de toma de información.

III.6 Reparaciones mayores y menores

Reparaciones mayores (RMA)

En la Tabla 7 y en la Figura 6 se muestra el pozo y formación objetivo de las posibles Reparaciones Mayores a ejecutar durante el Programa Provisional para la reevaluación de los yacimientos en el Área Contractual BG-01 (estas reparaciones pueden variar de objetivo o de pozo dependiendo del análisis a detalle que se realice antes de ejecutarlas).

Nombre de pozo o grupo de pozo	Pozo	Bloque	Formación Objetivo
RMA-1	Carlos-150	A-8	Eoceno Queen City-2
RMA-2	Picadillo-108	A-4	Eoceno Queen City-2
RMA-3	Carlos-119	A-7	Eoceno Queen City-2
RMA-4	Carlos-118	A-7	Eoceno Queen City-2
RMA-5	Picadillo-105	A-2	Eoceno Queen City-2
RMA-6	Carlos-122	A-3.1	Eoceno Queen City-1
RMA-7	Picadillo-220	A-2	Eoceno Queen City-1
RMA-8	Picadillo-101	A-3.1	Eoceno Queen City-1
RMA-9	Picadillo-110	A-3	Eoceno Yegua

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'Q' and '777'.

RMA-10	Carlos-114	A-11	Eoceno Queen City-2
RMA-11	Carlos-111	A-8	Eoceno Cook Mountain
RMA-12	Picadillo-113	A-4	Eoceno Queen City-1

Tabla 7.- Resumen pozos propuestos para RMA para el Programa de Evaluación. (Fuente: Contratista).

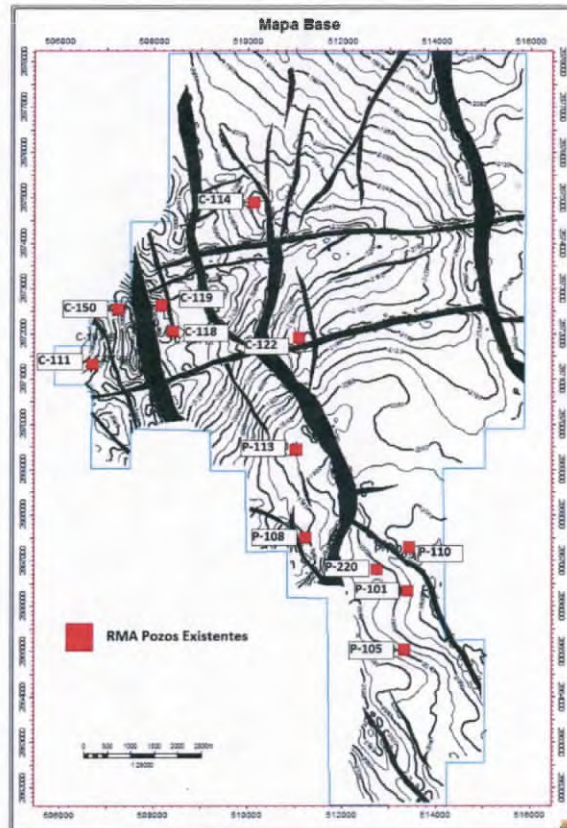


Figura 6.- Ubicación de las RMA propuestas. (Fuente: Contratista).

Optimizaciones y Sistemas Artificiales de Producción (SAP)

Debido a la naturaleza del gas húmedo y a la baja presión de los yacimientos, los pozos productores del Área Contractual presentan la problemática de carga de líquidos, por lo que se emplean sistemas artificiales de producción para disminuir la carga de líquidos. Los sistemas artificiales de producción utilizados en estos pozos son principalmente los siguientes: barras espumantes, sarta de velocidad y motocompresor a boca de pozos.

A continuación, se describen las características generales de los sistemas artificiales de producción citados.

- **Barras espumantes**

Reaccionan como espumantes al entrar en contacto con la mezcla de agua congénita o de condensado que se encuentran presentes en el fondo del pozo a temperatura entre 80° y 135°C, provocando el efecto de efervescencia que aligera la columna hidrostática e induce la producción del pozo.

- **Sarta de Velocidad**

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Mg.', 'J', and 'g']

Consiste en una tubería de diámetro reducido, para lograr aumentar la velocidad del gas y que éste pueda vencer el peso de la carga de líquido y ascender a la superficie. Se necesita hacer un análisis para determinar el diámetro de la sarta de velocidad con la cual se pueda alcanzar la velocidad crítica, que es la velocidad mínima del gas requerida para mover las gotas de líquidos (condensados y agua) en suspensión hasta la superficie.

▪ **Compresor a boca de pozo**

En pozos de gas con la problemática de carga de líquido, la compresión puede ser usada como un método de solución, ya que al instalar un compresor en la boca del pozo se disminuye la presión de la cabeza y se incrementa la velocidad del gas, permitiendo que los líquidos lleguen a superficie.

III.7 Infraestructura

Respecto a los trabajos de Infraestructura, durante la ejecución del Plan Provisional Extendido se contempla ejecutar las siguientes actividades dentro del Área Contractual.

- Mantenimiento rutinario a los pozos, líneas de descargas, cuadros de maniobras, caminos de acceso, sistema de protección catódica y derechos de vía según las normas que rigen esta actividad y que se indican en el apartado de mantenimiento y abandono

En cuanto a la construcción de nueva infraestructura, en el Plan Provisional Extendido se tienen planteadas las siguientes actividades:

- Diseño y construcción de 4 macroperas para los pozos que se van a perforar
- Diseño y construcción de 1.020 Km de Caminos de Acceso a Pozo
- Diseño y construcción de 7.98 Km de Líneas de Recolección para los pozos que se van a perforar.

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Localizaciones	Área de ubicación del cuadro de maniobras y árbol de válvulas del pozo, en caso de pozo con un pozo, o de macropera con dos o más pozos.	Individual	2019
Caminos de acceso	Vía de acceso a los cuadros de maniobra o macroperas.	Individual	2019
Líneas de recolección (LDR)	Tendido de Líneas de Recolección para el transporte del gas producido. Incluye bajante de producción y arreglo de llegada.	Individual	2019

Tabla 8. Resumen del tipo de infraestructura a construir (Fuente: Contratista).

Diseño y Construcción de Macroperas

En la Figura 7 se muestra un croquis "Tipo" de ubicación de los equipos en la macropera durante la etapa de perforación.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'Q' and several scribbles.

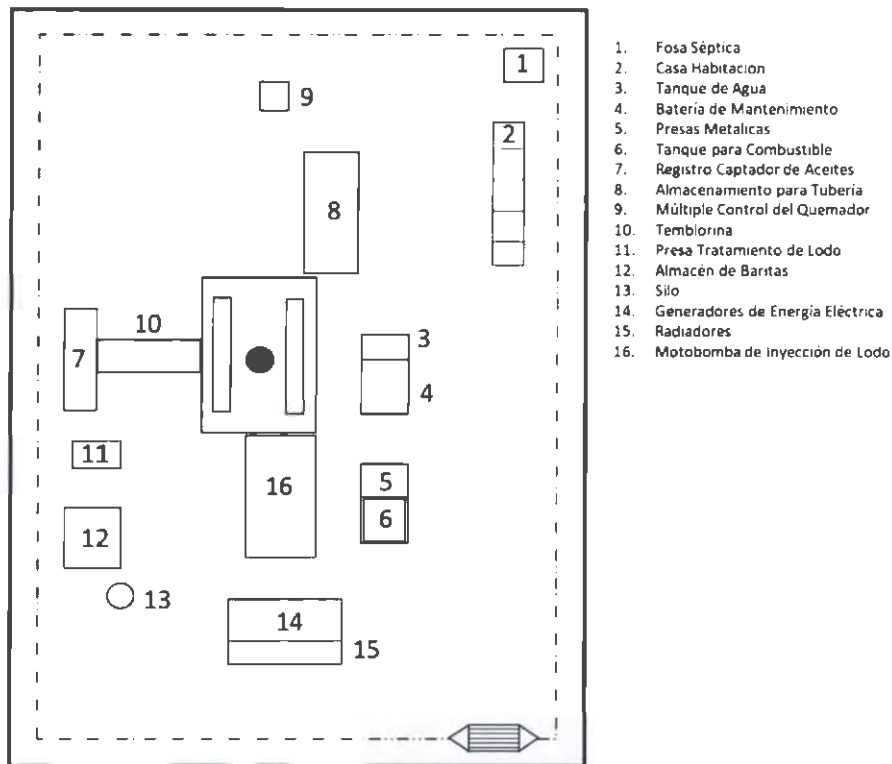


Figura 7. Croquis tipo de las macroperas a realizar. (Fuente: Contratista).

III.8 Pronóstico de producción

El volumen por recuperar durante la vigencia del Actualización al Programa Provisional (12 meses), fue elaborado utilizando un modelo analítico de declinación tipo exponencial, partiendo de las siguientes premisas:

- Producción Base estimada según el comportamiento de producción más reciente de los pozos actualmente en operación, referidos al mes de junio del 2018 (IHSACQ).
- Incremento de producción por optimización de pozos e instalaciones, calculado con base en el comportamiento histórico de producción de los pozos.
- Se considera mantenimiento de la producción mediante optimizaciones y uso de sistemas artificiales de producción, a través del uso de tubería capilar, barras espumantes, sartas de velocidad y válvulas motoras. A estas actividades se asocia un incremento adicional a la producción del 3%. Hay que recalcar que en el Programa vigente se consideró un incremento del 10%, sin embargo, ya que ahora se cuenta con más elementos es que se actualizo dicho porcentaje de incremento.
- La declinación se estimó mediante el comportamiento de producción histórico para cada pozo.
- El límite técnico económico que se consideró es de 10 mpcd de gas por pozo.
- Se considera 100% de éxito en los trabajos de optimización de la producción.

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

- Se considera la perforación de 4 pozos nuevos y 12 Reparaciones Mayores en pozos existentes.
- Se tomó en cuenta la producción base total promedio a junio del 2018 (2.478 mmpcd de gas y 19.75 bpd de condensado). Se proyectó la producción de gas hasta diciembre 2018, donde entra en vigor el periodo del Plan Provisional Extendido (para el pronóstico de gas, se aplicó el porcentaje de declinación pozo a pozo y para el caso del condensado, se consideró una Relación-Condensado-Gas de 6.5 bbl/mmpc (producción base) y 13 bbl/mmpc para los nuevos pozos a ser perforados (RCG obtenida a partir de medición trifásica realizada en la ERG Picadillo-1A).
- Para el Plan Provisional Extendido, se manejó un $Q_{g\text{limite}}=10$ mpcd, debido a los volúmenes de producción por pozo que se manejan actualmente ($Q_{g\text{promedio}}=65$ mpcd y en algunos pozos $Q_g < 20-30$ mpcd), de acuerdo la baja declinación observada en los pozos, que permite extender la vida útil de los mismos con producciones marginales menores de 20-30 mpcd.
- La entrada en vigor estimada del Plan Provisional Extendido se considera para diciembre del 2018, por un periodo de 12 meses.

Las producciones iniciales de los pozos a perforar se estimaron de acuerdo con el análisis del pozo tipo. Es necesario destacar que el Contratista propone llevar a cabo fracturamientos hidráulicos (fracking) para los pozos a terminar en el Área Contractual. La curva tipo promedio toma en consideración fracturas modernas con más de 2,500 sacos de apuntalante y con resistencia mayor a 8,000 psi, algo diferente a lo usado históricamente en el área, donde fueron comunes fracturas ácidas o con pocos sacos de apuntalante y resistencia de la arena de 6,000 psi. Otra propuesta a implementar es la producción conjunta de yacimientos, lo cual también raramente se practicó en el pasado.

Gas	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
Qg - Histórico Real Carlos [mmpcd]	1.69	1.06	1.34	2.77	1.60	1.43	1.41	1.46	1.26				
Qg - Histórico Real Picadillo [mmpcd]	2.37	1.44	2.25	1.54	1.42	1.32	1.14	1.04	0.92				
Qg - Programa Provisional Aprobado Carlos [mmpcd]	1.28	1.25	1.22	1.20	1.18	1.16	1.13	1.11	1.09	1.07	1.05	1.03	
Qg - Programa Provisional Aprobado Picadillo [mmpcd]	0.93	0.91	0.90	0.88	0.87	0.85	0.84	0.82	0.81	0.79	0.78	0.77	
Qg - Actualización Carlos [mmpcd]													1.30
Qg - Actualización Picadillo [mmpcd]													1.06
Acumulado - Histórico Real [mmmpc]	0.123	0.199	0.308	0.439	0.531	0.614	0.692	0.768	0.834				
Acumulado - Programa Provisional Aprobado [mmmpc]	0.067	0.133	0.197	0.261	0.323	0.384	0.444	0.502	0.560	0.617	0.672	0.727	
Acumulado - Actualización al Programa Provisional [mmmpc]													0.906

Gas	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Qg - Histórico Real Carlos [mmpcd]												
Qg - Histórico Real Picadillo [mmpcd]												
Qg - Programa Provisional Aprobado Carlos[mmpcd]												
Qg - Programa Provisional Aprobado Picadillo [mmpcd]												
Qg - Actualización Carlos [mmpcd]	1.96	3.08	2.83	4.03	3.78	4.17	3.91	4.85	4.59	4.35	4.16	3.99
Qg - Actualización Picadillo [mmpcd]	1.64	1.58	2.32	2.20	3.07	3.43	6.01	7.06	7.58	7.08	7.73	8.25
Acumulado - Histórico Real [mmmpc]												
Acumulado - Programa Provisional Aprobado [mmmpc]												
Acumulado - Actualización al Programa Provisional [mmmpc]	1.015	1.157	1.314	1.503	1.711	1.942	2.244	2.606	2.976	3.323	3.684	4.056

Tabla 9.- Perfiles comparativos de producción de gas durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización al Programa, para el Área Contractual
(Fuente: CNH con información del Contratista).

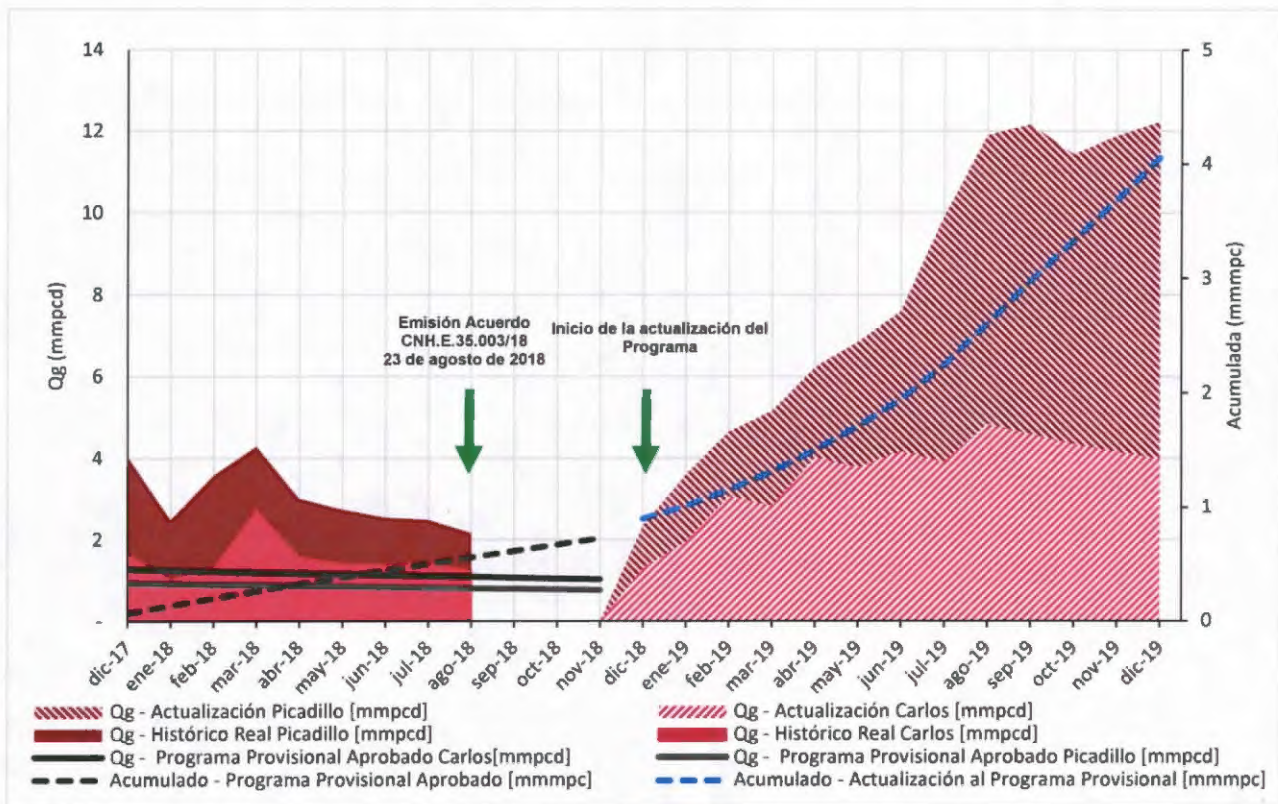


Figura 8. Comparativa de perfiles de producción y pronóstico de gas para la actualización al Programa Provisional
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Condensado	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
Qc - Programa Provisional Aprobado Carlos[bpd]	3.57	3.50	3.44	3.37	3.30	3.25	3.18	3.11	3.06	3	2.95	2.89	
Qc - Programa Provisional Aprobado Picadillo [bpd]	0.70	0.69	0.68	0.67	0.64	0.63	0.63	0.61	0.61	0.6	0.59	0.58	
Qc - Actualización Carlos [bpd]													7.8085
Qc - Actualización Picadillo [bpd]													6.874
Acumulado - Programa Provisional Aprobado [mbis]	0.12981	0.2572	0.38243	0.5052	0.625024	0.74298	0.8588	0.97189	1.08346	1.1929	1.30051	1.406	

777

Condensado	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Qc - Programa Provisional Aprobado Carlos [bpd]												
Qc - Programa Provisional Aprobado Picadillo [bpd]												
Qc - Actualización Carlos [bpd]	17.0226	32.331	29.7883	45.419	42.30583	47.8734	44.562	56.8534	53.5957	50.558	48.2377	feb-00
Qc - Actualización Picadillo [bpd]	14.5714	13.877	24.7576	23.211	35.32873	40.4222	74.007	87.7048	94.5006	88.134	96.5316	abr-00
Acumulado - Programa Provisional Aprobado [mbls]												
Acumulado - Actualización al Programa Provisional [mbls]	2.81	4.22	5.88	7.96	10.32	13.01	16.61	21.01	25.51	29.72	34.12	38.67

Tabla 10.- Perfiles comparativos de producción de condensado durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización al Programa, para el Área Contractual
(Fuente: CNH con información del Contratista).

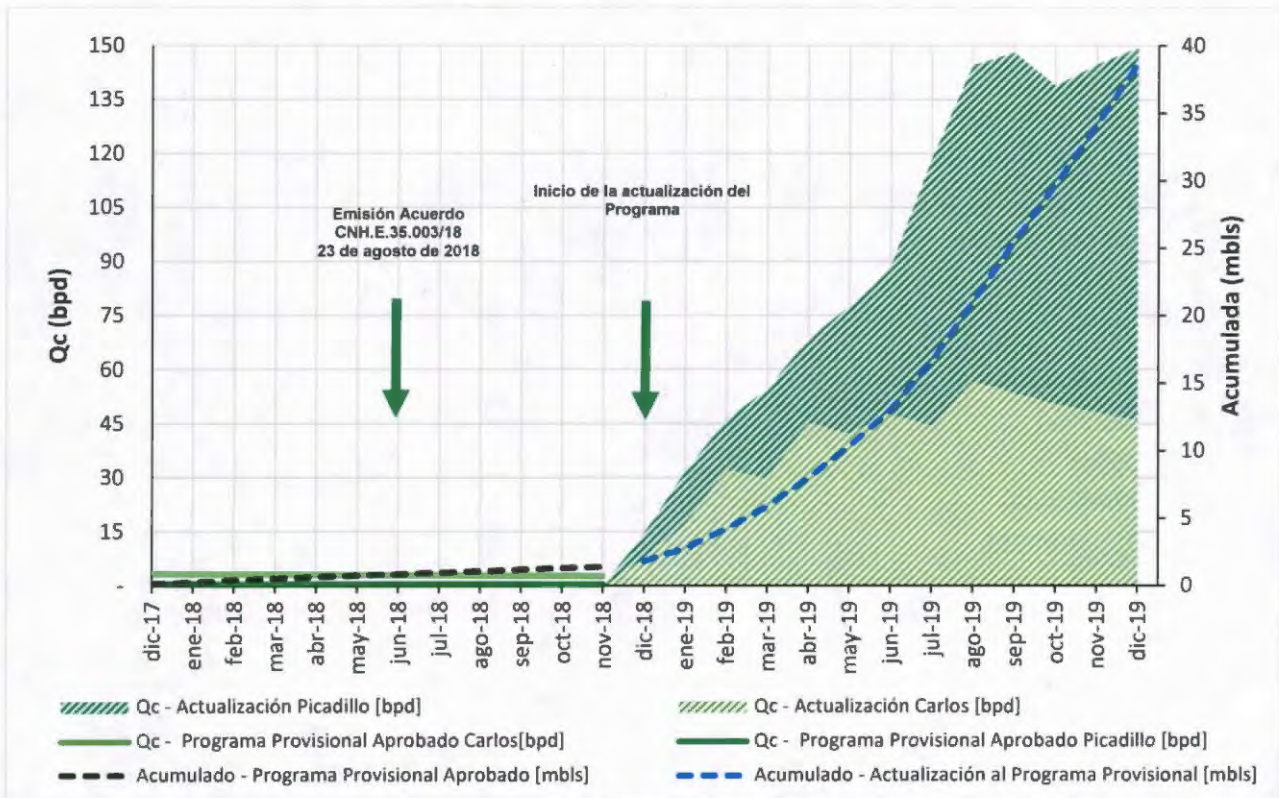


Figura 9. Comparativa de perfiles de producción y pronóstico de condensado para la actualización al Programa Provisional (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Derivado de la medición en sitio, el Contratista recalculó el pronóstico de la actualización con valores más representativos, lo cual se ve reflejado en un incremento considerable en la producción del condensado.

De las gráficas y tablas anteriores se observa que el Contratista estima recuperar un volumen de 3.234 mmpc de gas y 37.41 mbls de condensado para el periodo que va de diciembre de 2018 a diciembre de 2019.

III.9 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 1, en el Punto de Medición Provisional

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'q' and several scribbles.

que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.004/17. Por lo que esta Comisión determina que es viable que se continúe midiendo y reportando los hidrocarburos del Área Contractual, mediante los Puntos de Medición provisionales aprobados.

Por consiguiente, se observa que el Operador Petrolero deberá continuar con la implementación de los Mecanismos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 42, así como el cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

III.10 Comercialización

Considerando la infraestructura actual del Área Contractual, el manejo del Hidrocarburo se realizará a través de las líneas de descarga existentes en el Área Contractual, las cuales conducen el Hidrocarburo hasta la E.R Viboritas 2, E.R Santa Rosalía 3, E.R Mojarreñas 4 y E.R. Picadillo 1. Las cuales son propiedad de Pemex, por lo que la comercialización de los hidrocarburos se realizará al amparo del Contrato de Comercialización que Pemex y el Contratista hayan celebrado.

Es importante señalar que la calidad del Hidrocarburo entregado se determinará con base en la toma de muestras y su correspondiente análisis cromatográfico, mismo que se realizará al menos, una (1) vez al mes. La calidad del gas producido en el Área Contractual es validada mediante análisis cromatográfico realizado de manera mensual por un laboratorio registrado ante la entidad mexicana de acreditación A.C. (ema)

III.11 Análisis económico

La opinión económica de la actualización del Programa Provisional¹ (en adelante, "la actualización") considera los siguientes conceptos:

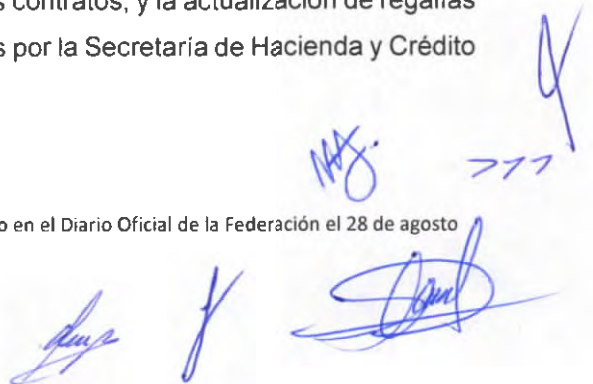
- a) Descripción del Programa de Inversiones de la actualización
- b) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización

Los cuales se desarrollan a continuación:

a) 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).

¹ 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.



Con el objeto mantener la producción, el Operador propone realizar actividades de mantenimiento a pozos y ductos, reparaciones mayores, perforación de pozos de desarrollo, actividades de Seguridad Salud y Medio Ambiente, y tendido de ductos. El presupuesto para llevar a cabo las actividades descritas en la actualización asciende a USD\$17,774,425.46 (USD\$12,889,960.48 los clasifica como gastos de inversión, mientras que USD\$4,884,464.98 corresponden a gastos de operación). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la Tabla 11 y las Figuras 10 y 11, a continuación:

Actividad	Sub-Actividad	2018 ²	2019 ³	Total ⁴
Desarrollo	General	\$63,407.89	\$894,360.51	\$957,768.40
	Perforación de Pozos	-	\$12,120,900.48	\$12,120,900.48
	Ingeniería de Yacimientos	-	\$60,000.00	\$60,000.00
	Construcción de Instalaciones	-	\$774,060.00	\$774,060.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	-	\$83,250.00	\$83,250.00
Producción	General	\$42,085.96	\$467,445.61	\$509,531.57
	Pruebas de Producción	\$15,200.00	\$174,700.00	\$189,900.00
	Operación de Instalaciones de Producción	\$149,438.00	\$2,226,718.00	\$2,376,156.00
	Ductos	\$1,000.00	\$351,000.00	\$352,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$15,500.00	\$335,359.00	\$350,859.00
Total		\$286,631.85	\$17,487,793.60	\$17,774,425.46

Tabla 11. Distribución del Presupuesto por Actividad y Sub-actividad Petrolera (Montos en Dólares de los EE. UU.)

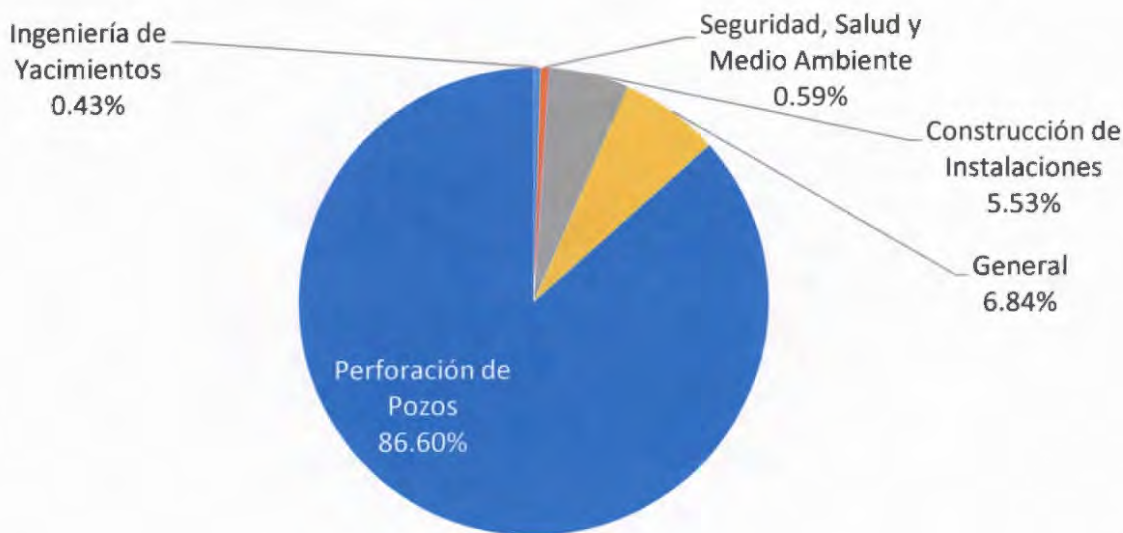


Figura 10. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Desarrollo (Total \$13.99 millones de dólares de los EE. UU.)

² Considera únicamente el mes de diciembre de ese año

³ Considera de enero a noviembre de ese año

⁴ Las cifras pueden no coincidir por redondeo

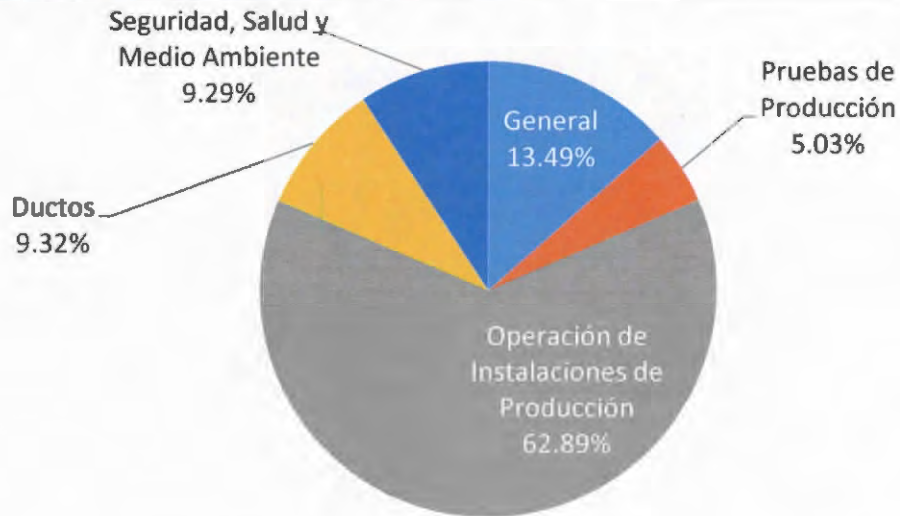


Figura 11. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total \$3.78 millones de dólares de los EE. UU.)

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

De conformidad con lo anterior, dado que toda actividad propuesta en la actualización cuenta con un monto asociado para su ejecución, se concluye que la información económica presentada por el Operador es consistente y cumple con lo establecido en 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 del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones del Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la siguiente tabla, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño en los Planes Provisionales del Anexo VI de los Lineamientos.

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de pozos de desarrollo exitosos con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'X' and the number '777']

Fórmula o descripción del indicador	$\frac{TP-(TP_{real}-TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$TEPD = \frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de Pozos desarrollo}} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación -terminación de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Característica	Pozos Perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real}-PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real}-TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Anual

Característica	Producción
Metas 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
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real}-PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '777' and several illegible signatures.

Característica	Productividad	Producción acumulada post-fractura
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos.	Producción acumulada por pozo o grupo de pozos entre el total de pozos del grupo, en un tiempo determinado
Unidad de medida	Millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD).	Millones de pies cúbicos de gas (MMPC).
Fórmula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo.	Producción acumulada por pozo o por grupo de pozos entre el total de pozos productores en el yacimiento.
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Característica	Factor de recuperación	Contenido Nacional
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Anual

Tabla 12. Indicadores de desempeño Plan Provisional Extendido.

V. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a Actualización al Programa Provisional del Área Contractual A-1, 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 Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0955/2018 recibido el 17 de septiembre de 2018, informó lo siguiente:

- I. El REGULADO cuenta con la Autorización a su Sistema de Administración número ASEA-IEH17306C/AI2417 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1316/2018 de fecha 18 de diciembre de 2018, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 1 de la Licitación CNH-R02-L03/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017.

- II. Las actividades amparadas en la Autorización número ASEA-IEH17306C/AI2417, y de acuerdo con el "Dictamen Técnico Programa Provisional del Área Contractual 1 de la Licitación CNH-R02-L03/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017 fueron las siguientes:
 - a. Elaboración de un programa de seguridad y Medio Ambiente
 - b. Realización de pruebas de producción a los pozos activos del Área Contractual.
 - c. Intervención de pozos en el área para mantenimiento y rehabilitación.
 - d. Optimización de la producción de los pozos productores mediante la inducción de estos con barras espumantes, ajuste del diámetro de los estranguladores y la inducción con inyección de surfactante con Tubería Capilar.
 - e. Evaluar las condiciones y efectividad de los métodos de levantamiento artificial que actualmente son utilizados (barras espumantes, sargas de velocidad, inyección de químicos con tubería capilar, válvula motora, compresor a boca de pozo y tubo de Venturi)
 - f. Revisar y calibrar los equipos de medición de flujo de gas, empleados en el Área Contractual, para la cuantificación del volumen total de gas entregado, así como analizar el equipamiento actual y su ubicación más óptima.
 - g. Mantenimiento a instalaciones de producción y ductos.
 - h. Estudio de integridad mecánica a los pozos y ductos.
- III. A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Actualización del Programa Provisional correspondiente al CONTRATO.

Por lo anteriormente expuesto, la Agencia 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-L03-BG-01/2017, puedan encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-IEH17306C/AI2417 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1316/2018, de fecha 18 de diciembre de 2017, el REGULADO debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración ", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican"

2. El programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Actualización del Programa Provisional.

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 Actualización del Programa Provisional 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 concluya el proceso de evaluación técnica de la Actualización del Programa Provisional y emita el Dictamen Técnico correspondiente, dicho dictamen sea remitido a esta DGGEERC.

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 mantenerse durante la ampliación del plazo del Programa Provisional conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando el factor de recuperación y obteniendo el volumen máximo de hidrocarburos, mediante la utilización de la tecnología más adecuada para el Área Contractual, promoviendo el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y procurando el aprovechamiento del gas natural al 100%, siendo que este es el hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual, con lo que se da cumplimiento al artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En este sentido, no se omite mencionar que la continuidad operativa no sólo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información.

VI.1.1 Cumplimiento de la Cláusula 4.1 del Contrato, así como el artículo 24 y Anexo VI de los Lineamientos.

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

VI.2 RECOMENDACIONES

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

- ✓ Durante los 12 meses de vigencia de la Actualización al Programa Provisional propuesto, el Contratista propone la realización de actividades físicas que, de acuerdo con los pronósticos de producción, permitirían la recuperación de 3.234 mmpc de gas y 37.41 mbbls de condensado. Considerando lo anterior y el volumen original reportado al 01 de enero de 2017, representa un incremento de 1.86 % y 3.94 % a los factores de recuperación de gas del Campo Carlos y Picadillo respectivamente. Derivado del análisis se observa que se consideraron escenarios optimistas por lo que esta Comisión recomienda considerar la información y experiencias adquiridas durante la vigencia de la presente actualización y considerarlas en el planteamiento de un Plan de Desarrollo a largo plazo.
- ✓ Derivado del análisis realizado el Contratista considera el mantenimiento operativo de 40 pozos productores, por lo que esta Comisión recomienda la evaluación de los pozos que han sido productivos para su posible incorporación en un mediano plazo.
- ✓ La realización de las actividades físicas contempladas en el presente Plan, ayudaran al mantenimiento de la producción, así como la identificación de áreas de oportunidad para el Desarrollo por lo que será de suma importancia un seguimiento y control adecuado a las mismas.

VI.3 Dictamen Técnico

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Programa Provisional asociado al Área Contractual 1 del Contrato CNH-R02-L03-BG01/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como el numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, el artículo 24 de los Lineamientos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es obtener información de los pozos ubicados dentro del Área Contractual y de las instalaciones existentes en ella.

Se advierte que con las Actividades Petroleras propuestas por el Contratista en el Programa de mérito **se promueven las actividades de Extracción de hidrocarburos del país**. Lo anterior, dado que, en el Programa, el Contratista plantea 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 de la Actualización al Programa Provisional (dic. 2018 a dic 2019) 1.86 % y 3.94 % el **factor de recuperación de gas** del Campo Carlos y Picadillo respectivamente, con el mantenimiento operativo de 40 pozos activos y de los equipos asociados a las instalaciones de producción.

Es necesario mencionar que el Contratista propone la **utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos**, en atención a que se observa que el contenido del Programa Provisional fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología empleada previamente en el Área Contractual y Campos análogos, como lo es la utilización de barras espumantes, sargas de velocidad y la inyección de químicos con tubería capilar, para optimizar la producción, la cual se adecua técnicamente a las condiciones del Área Contractual y el tipo de fluido contenido en sus yacimientos.

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

Respecto del **aprovechamiento de gas**, se observa que el Área Contractual es productora de gas húmedo no asociado, por lo que el Contratista plantea un aprovechamiento tendiente al 100% del gas producido, siendo este hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual.

Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el Contratista seguirá realizando la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual 1, en el Punto de Medición Provisional que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.004/17.

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.65.003/17.

777

ELABORÓ

ING. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

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

ELABORÓ

ING. JOSE ANTONIO GALLARDO MEDINA
Director General Adjunto
Dirección General de Medición

ELABORÓ

ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE
Director de Área
Dirección General de Comercialización de Producción

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

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

REVISÓ

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

AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Actualización al Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L03-BG01/2017.