CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Actualización al Programa Provisional del Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017

Contratista: Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. en consorcio con PJP4 de México, S.A. de C.V.

Octubre 2018

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 3

I.1 DATOS DEL CONTRATISTA 3

I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 5

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 6

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 7

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 8

III.4 PERFORACIÓN DE POZOS 10

III.5 REPARACIONES MAYORES 14

III.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 15

III.7 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 17

III.8 COMERCIALIZACIÓN 18

III.9 ANÁLISIS ECONÓMICO 18

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 20

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 22

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADA LA ACTUALIZACIÓN AL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO 23

VI.1 CONSIDERACIONES 23

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DE LA CLÁUSULA 4.1 DEL CONTRATO, ASÍ COMO EL ARTÍCULO 24 Y ANEXO VI DE LOS LINEAMIENTOS. 24

VI.2 RECOMENDACIONES 24

VI.3 RESULTADO DEL DICTAMEN 24

El presente dictamen se refiere a la Actualización al Programa Provisional del Área Contractual 1 de la Licitación CNH-R02-L02/2016, 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 2018 derivado del Acuerdo General 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-L02/2016 en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación CNH-R02-L02/2016 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: Río Bravo y China. Estado: Tamaulipas; Municipio: Reynosa.
Área del contrato	360.337 km^2
Fecha de emisión/firma	08/diciembre/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: Bragado, Chalupa y Leyenda. Yacimientos: Eoceno Jackson (EJ) Oligoceno Vicksburg (OV) Eoceno Yegua (EY)
Colindancias	Norte: Autopista Reynosa-Monterrey Sur: Campo Algodonero Este: Ampliación La Loma Reynosa, Campo Cuitláhuac Oeste: Campo San Bernardo

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

El Área Contractual 1 (figura 1), se ubica en los estados de Tamaulipas y Nuevo León, entre los municipios de General Bravo, China y Reynosa a 57 Km al suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas y a 55 km al este de la China, Nuevo León. Cuenta con una superficie de 360.337 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 Bragado, Chalupa y Leyenda.

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

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017 firmado entre la Comisión y el Contratista.

Cabe destacar que, en cumplimiento al numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, el 7 de septiembre de 2017 Iberoamericana de Hidrocarburos, S. A. de C. V. en consorcio con PJP4 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.65.001/17 y CNH.E.65.002/17 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-L02/2016.

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, DGDExt), 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 2 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.0102/2018 de la DGDExt de esta Comisión.

Figura 2. 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 presentada por el Contratista en cumplimiento al Acuerdo General 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 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, 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.

III.1 Antecedentes de Exploración y desarrollo

El Área Contractual 1 se divide en 3 campos principalmente: Bragado, Chalupa y Leyenda. El Campo Chalupa fue descubierto con la perforación del pozo vertical Chalupa-1 hasta la profundidad de 3,580 metros en junio del año 2000, fue terminado el 28 de noviembre del 2000 en la formación Eoceno Jackson Medio y Yegua como productor de gas húmedo.

En el año 2001 se perforó el pozo Leyenda-1 hasta la profundidad de 2,500 metros y luego en el año 2011 se perforó el pozo Bragado-1 hasta la profundidad de 2,900 metros; éstos últimos fueron terminados en las formaciones Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson respectivamente, como productores de gas húmedo.

Después de la evaluación del pozo exploratorio Chalupa-1 se implantó un programa de desarrollo del campo a partir del año 2000 y hasta el año 2014 con la perforación de cinco pozos (Chalupa-5 en el año 2000, Chalupa-3 en 2001, Chalupa-10 en 2012, Chalupa-7 en 2013 y Chalupa-2 en 2014) con diferentes objetivos conformados por las formaciones Oligoceno Vicksburg, Eoceno Jackson y Yegua. Cabe señalar que fue a finales del año 2002 cuando el campo Chalupa produjo a su máximo volumen de gas alcanzando una tasa de producción de 3.19 mmpcd.

La producción de gas del campo para junio del año 2018 se ubicaba en 0.180 mmpcd proveniente de dos pozos.

En el campo Leyenda después del pozo exploratorio se realizó la perforación de un pozo de desarrollo (Leyenda-22) en el año 2005, resultando como improductivo seco. El desarrollo del campo Bragado se realizó después del pozo exploratorio Bragado-1 donde se implementó un programa de dos pozos iniciando con el pozo Bragado-2 en 2012 y finalizando con el pozo Bragado-9 en 2014, con objetivos en las formaciones Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson. Cabe señalar que fue a mediados del año 2013 cuando el campo Bragado produjo a su máximo volumen de gas alcanzando una tasa de producción de

3.15 mmpcd. La producción de gas del campo para junio del año 2018 se ubicaba en 0.974 mmpcd proveniente de 2 pozos.

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo planteado por el Contratista de la actualización al Programa Provisional es darles continuidad operativa a las instalaciones existentes en los campos Chalupa y Bragado, complementado con la revisión de pozos inactivos y toma de información necesaria para la posible reactivación de pozos, cuya finalidad básica es mantener la plataforma de operación, mediante la ejecución de las mejores prácticas operativas y estándares de seguridad para la ejecución de las actividades de explotación de los yacimientos del Área Contractual, mantenimiento de la producción base, así como la identificación de áreas de oportunidad para los futuros planes de Evaluación y Desarrollo a presentar.

Con la extensión de la actualización al Programa Provisional generado para el próximo año, se estima recuperar, de acuerdo con los pronósticos de producción, para los campos Bragado y Chalupa un total de 2.202 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas y 28.435 miles de barriles (mb) de condensado; equivalentes a 0.498 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

En cuanto a las actividades físicas, adicionales a las aprobadas, consideradas para dar continuidad operativa y optimización de la producción, el Contratista ha programado la ejecución de las acciones que se indican a continuación:

- Ejecución de la perforación de 4 pozos de desarrollo.
- Ejecución de 3 reparaciones mayores (RMA).
- Revisión de los pozos inactivos y toma de información necesaria para la posible reactivación de estos.
- 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.
- Continuar con los métodos de levantamiento artificial actualmente utilizados y que han resultado exitosos (barras espumantes, inyección de químicos a boca de pozo, válvula motora, e inducciones mecánicas).
- Adecuaciones menores a las instalaciones, contemplando entre otras actividades la reparación y mantenimiento general de las mismas.
- Construcción de la infraestructura necesaria para el desarrollo del proyecto. (Localizaciones de los pozos a perforar, así como los caminos de acceso a esas localizaciones y sus respectivas líneas de recolección)

Para la operación del Área Contractual y para la ejecución de las actividades de esta actualización al Programa Provisional, se estima realizar una inversión de $ 12.77 millones de dólares con un tipo de cambio estimado de 20 pesos por dólar. El Contratista contempla ejecutar dichas actividades adicionales al finalizar las actividades contempladas en el Programa Provisional vigente, éstas tienen su inicio el 8 de diciembre de 2018 y su término el 8 de diciembre de 2019 como se muestra en la siguiente tabla.

		2018	2019											
Tarea	Unidad	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	Total
Administración de contratos	Servicio		1											1
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Servicio	2	6	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	29

Servicios de Soporte	Servicio										1	1		2
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	Km								1.20	0.77				1.97
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	Ha									2	2			4
Servicios de perforación de Pozos	Pozo										2	2		4
Suministros y Materiales	Pozo										2	2		4
Terminación de Pozos Terminaciones y RMA)	Servicio							3			2	2		7
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	Estudio											0.5	0.5	1
Construcción y tendido de ductos	Km										2.25	2.40		4.65
Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	Estudio		13.51								4	4		28.51
Equipamiento de Pozos (monitoreo remoto)	servicio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
Realización de pruebas de producción	Servicio	1	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	25
Mantenimiento de las instalaciones de producción	Servicio	2	2	2	2	5	4	3	2	2	2	2	2	30
Ingeniería de producción	Servicio	12	13	12	12	13	12	11	12	11	11	11	11	141
Operación de las instalaciones de producción	Pozo	3	3	3	3	3	3	2	2	2	4	6	6	40
Mantenimiento de ductos	Servicio	1	5	1	1	5	1	1	4	1	1	8	1	30
Operación de Ductos (seguridad)	Servicio		1											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)

En términos generales, de la evaluación al cronograma de actividades presentado, se advierte que el conjunto de actividades propuestas presenta una secuencia adecuada, a fin de alcanzar los objetivos planteados.

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

III.3 Toma de información o estudios

Como actividad fundamental de la actualización al Programa Provisional, el Contratista 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 tasa de producción de gas mediante la optimización y ajuste del diámetro del estrangulador, la verificación y calibración del sistema de levantamiento con válvula motora y la colocación de barras espumantes.

Así mismo, como parte de la toma de información considerada en la propuesta de actualización al Programa Provisional está la correspondiente a los registros de pozos, los cuales se tomarán durante la perforación

de los 4 pozos previstos. Los registros por tomar son: registro continúo de hidrocarburos (lectura de gas total, Gas de Conexión, GX, reporte de manifestación y descripción litológica), los registros geofísicos básicos de Rayos Gama, Resistividad, Densidad y Neutrón, de estos registros se hará la evaluación petrofísica de los pozos, misma que le servirá para la actualización del modelo estático.

En cuanto a estudios de geología y geofísica contempla la actualización de la caracterización estática, especialmente a nivel de algunos horizontes y en determinadas zonas de los campos Chalupa. Esta actualización la irá realizando conforme vaya obteniendo la información de los pozos previstos a perforar. Durante o posteriormente a la terminación de cada pozo que contempla la actualización al Programa Provisional, se estiman tomar curvas de variación de presión (CVP), registros de presión de fondo cerrado y fluyendo con el objetivo de tener una visión de las presiones en las diferentes arenas que se encuentran en bloques que no han sido desarrollados; y en aquellos en los que existan pozos produciendo, observar su comportamiento para definir la existencia de barreras de permeabilidad entre pozos.
Aunado a lo anterior, el contratista contempla realizar los estudios mostrados en la siguiente tabla para un mejor entendimiento y conocimiento de los yacimientos del Área Contractual:

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 3. Estudios por realizar en la etapa de desarrollo del Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

La realización de las actividades como toma de información y estudios o análisis contemplados, resulta adecuada para que el Contratista pueda conocer con más detalle el estado y el potencial de los pozos en el área, así como también, el estado de los yacimientos, tanto en los intervalos activos como en los que se encuentran cerrados. Todo lo anterior, le resultará útil para llevar a cabo un análisis de factibilidad para la implementación de sistemas artificiales de producción y con esto poder optimizar la producción para incrementar el volumen de producción de gas en una etapa próxima.

III.4 Perforación de pozos

Para la actualización del Programa Provisional Extendido, el Contratista plantea la perforación de 4 pozos direccionales de desarrollo, para las cuales tiene tres pozos Tipo a utilizar y cuyas características se muestran en la siguiente tabla:

Características	Pozo tipo-I	Pozo tipo-II	Pozo tipo-III
Objetivo general	EY-55	EY-50	EJM
Formación	Eoceno Yegua	Eoceno Yegua	Eoceno Jackson Media
Geometría	Tipo S	Tipo S	Tipo S
Profundidad	3,550 m (TVD) / 3,700 MD	3,200 m (TVD) / 3,350 MD	1,500 m (TVD) / 1,650 MD
Diseño de tuberías	TR 13 3/8"-339.7mm: 150 m TR 9 5/8"-244.5mm: 1400 m TR 7"-177.8mm: 2700 m TR 3 1/2"-88.9mm: 3700 m	TR 13 3/8"-339.7mm: 150 m TR 9 5/8"-244.5mm: 1400 m TR 7"-177.8mm: 2100 m TR 3 1/2"-88.9mm: 3350 m	TR 7"-177.8mm: 300 m TR 3 1/2"-88.9mm: 1650 m
Terminación	Tubing Less 3 1/2" cementado	Tubing Less 3 1/2" cementado	Tubing Less 3 1/2" cementado
Tecnologías	Sarta direccional con MWD y LWD	Sarta direccional con MWD y LWD	Sarta direccional con MWD y LWD
Distancia entre pozos	700 m	700 m	700 m
Costo (mmUSD)	2,376,183	2,130,114.52	654,221.54
Tiempo de ejecución	22 días	20 días	7 días
Equipo	1,500 hp	1,500 hp	1,500 hp
Recuperación final estimada (mmmpc)	3.77	2.92	0.74

Tabla 4. Características de pozos Tipo a utilizar en el Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

En la figura 3, 4 y 5 se muestran de manera esquemática el estado mecánico considerado para los pozos tipo-I, II y III, así como el detalle de barrenas, fluidos de perforación por etapa, diseño de tuberías y las actividades de cementaciones asociadas.

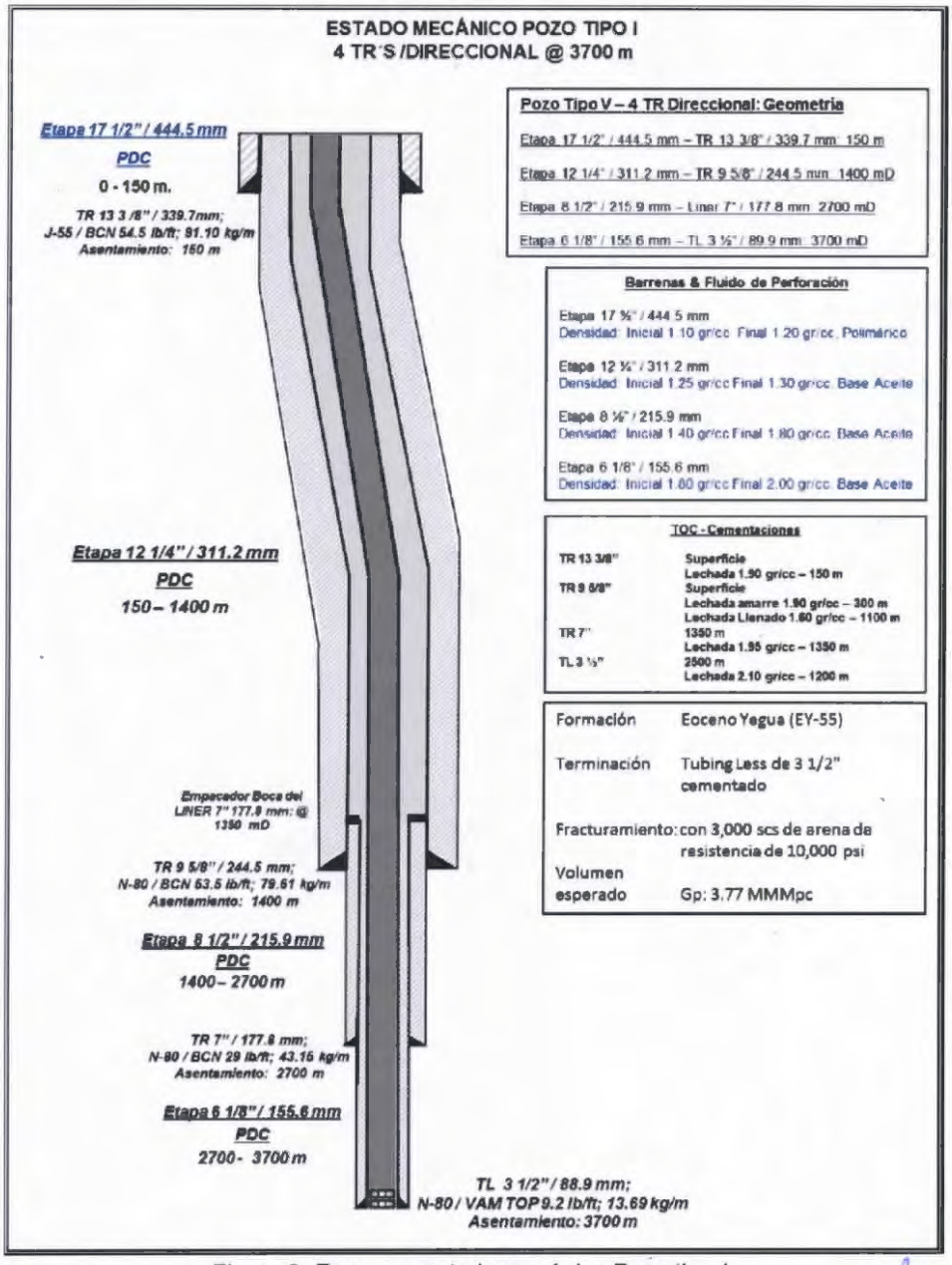

Figura 2. Esquema estado mecánico Pozo tipo-I.
(Fuente: Contratista)

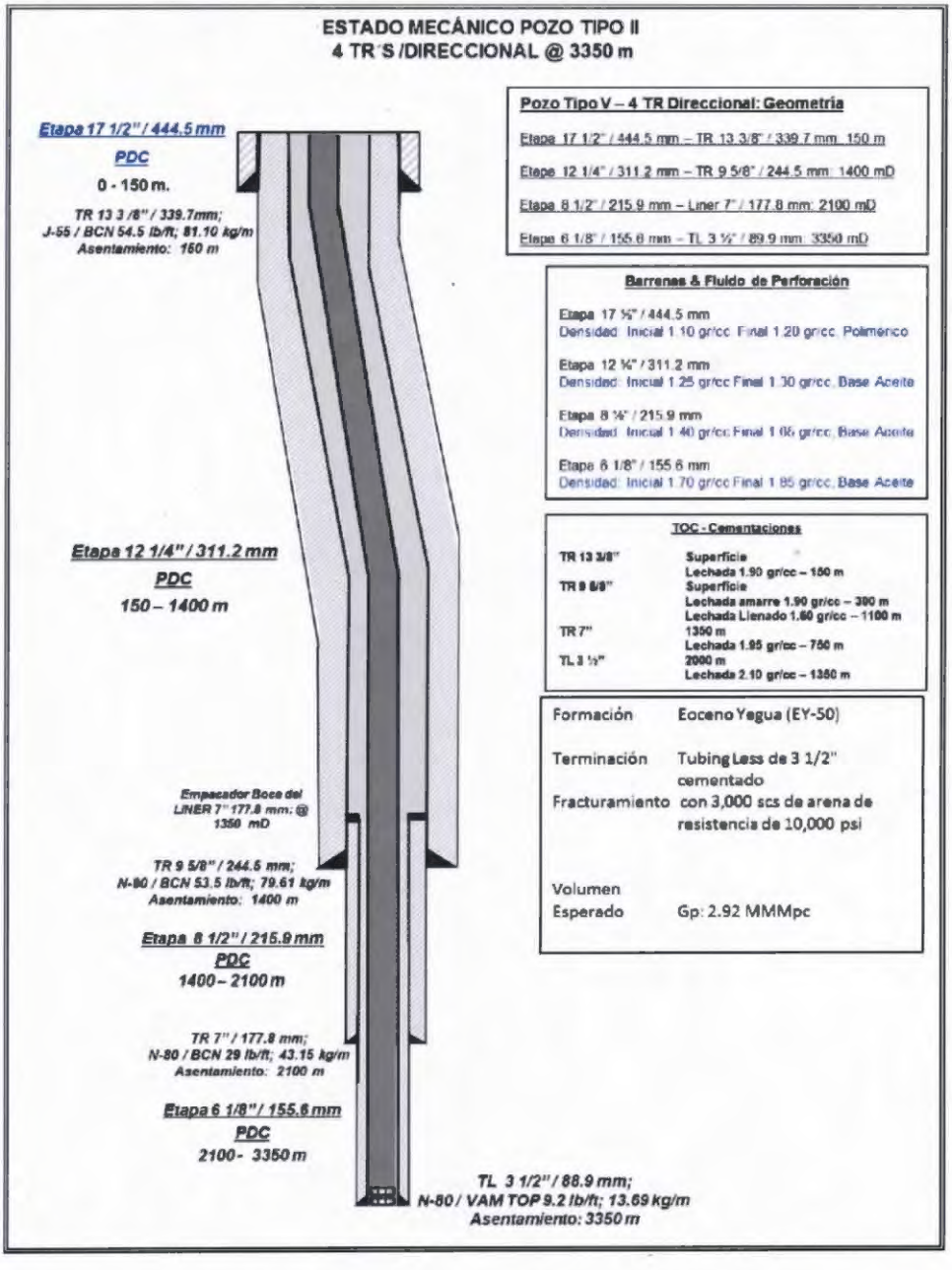

Figura 3. Esquema estado mecánico Pozo tipo-II.
(Fuente: Contratista)

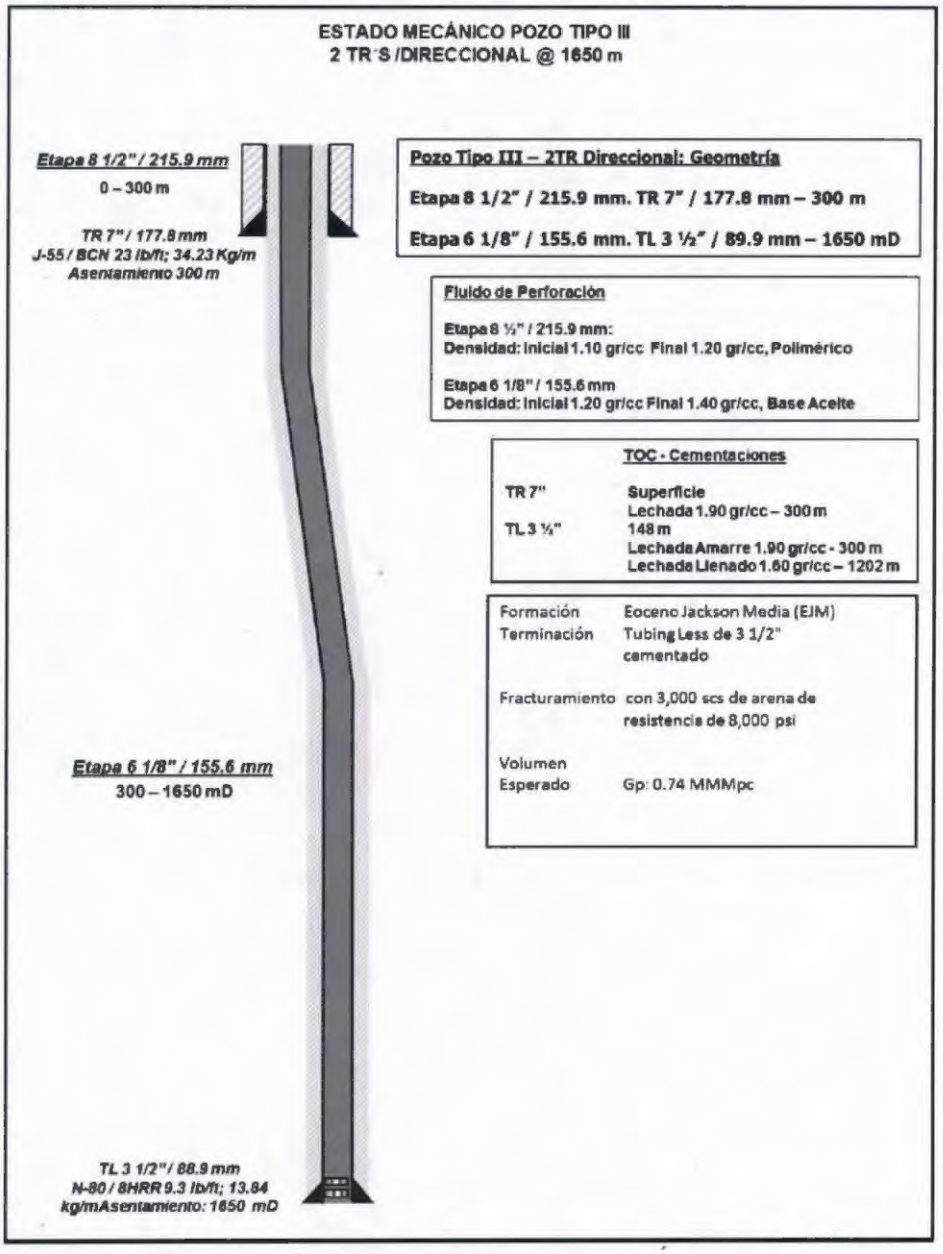

Figura 4. Esquema estado mecánico Pozo tipo-III.
(Fuente: Contratista)

En la tabla 5 y la figura 6, se muestran las localizaciones preliminares propuestas para la actualización al Programa Provisional para el Área Contractual, 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	Ubicación (WGS 84)		Pozo tipo
	Coordenada X	Coordenada Y	
L-B-1	536018	2838202	Tipo-III
L-C-9	543518	2845912	Tipo-II
L-C-7	543518	2847312	Tipo-I
L-C-16	544138	2846262	Tipo-I

Tabla 5. Pozos programados a perforar en los campos Bragado y Chalupa.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

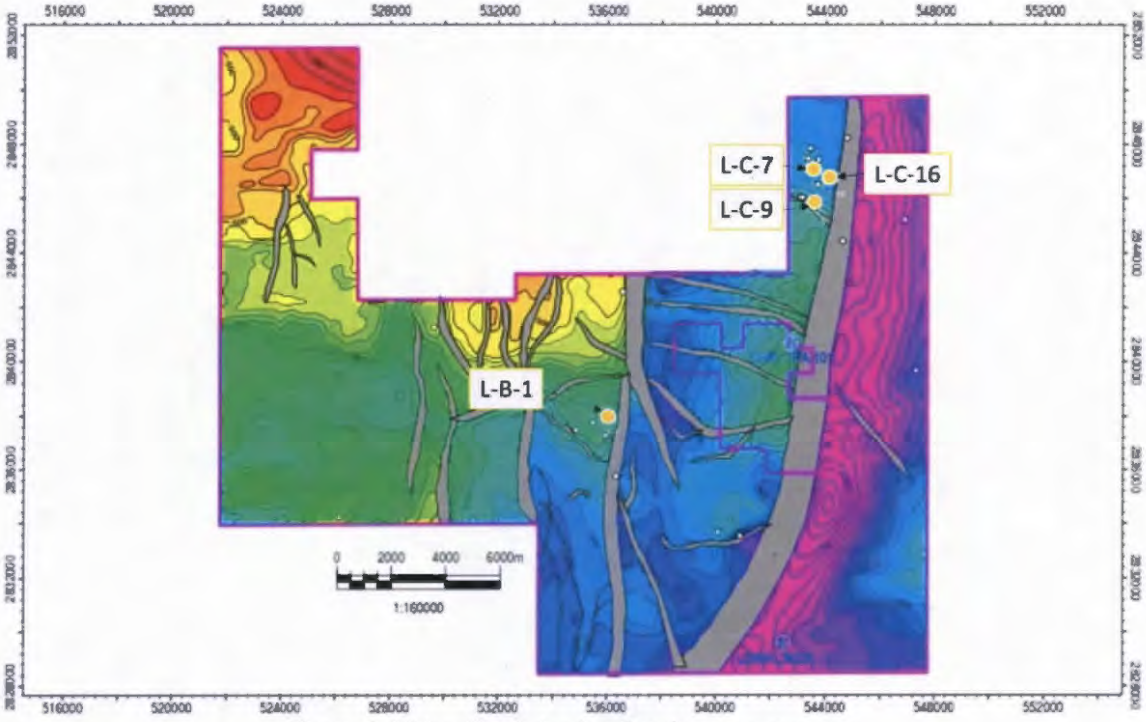

Figura 6. Ubicación de las localizaciones propuestas.
(Fuente: Contratista)

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

III.5 Reparaciones Mayores

En la siguiente tabla y figura se muestran las posibles RMA a ejecutar durante la actualización del Programa Provisional en conjunto con el pozo y objetivo de las mismas.

# RMA	Pozo	Formación	Gasto de gas inicial esperado (mmpcd)
RMA-1	Chalupa-7	EJI-32	3.5 producción conjunta de las 2 RMA
RMA-2	Chalupa-7	EJI-10	
RMA-3	Chalupa-10	Catahoula	1.5

Tabla 6. RMA propuestas para la actualización al Programa Provisional.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

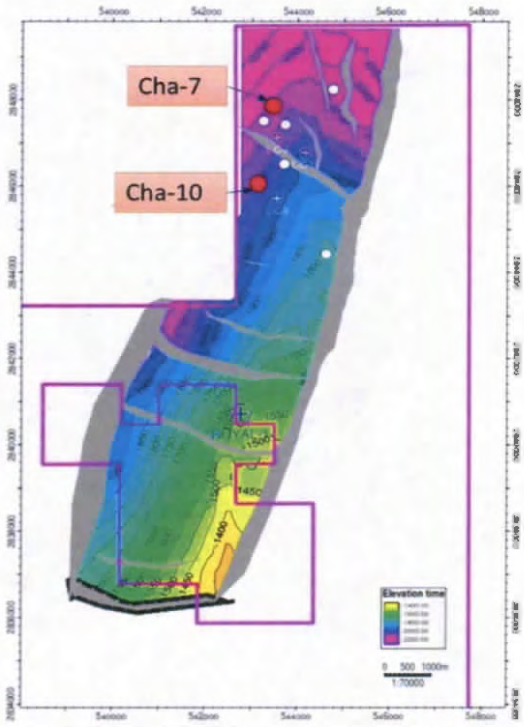

Figura 7. Ubicación de las RMA propuestas en el campo Chalupa.
(Fuente: Contratista)

III.6 Pronóstico de producción

El contratista estimó el volumen de hidrocarburos a recuperar durante la actualización del Programa Provisional (12 meses) utilizando un modelo analítico de declinación tipo exponencial, partiendo de las siguientes suposiciones:

- Producción Base estimada según el comportamiento de producción más reciente de los pozos actualmente en operación, referidos al mes de junio del 2018.
- Incremento por optimización de pozos e instalaciones calculada con base al comportamiento de producción de los pozos.
- Se considera mantenimiento de la producción mediante optimizaciones mediante el uso de tubería capilar, barras espumantes, sartas de velocidad, válvulas motoras, estimándose un incremento adicional del 3% a la nueva producción que se tiene como Base.
- La declinación se estimó mediante el comportamiento de producción para cada pozo.
- El límite técnico económico que se consideró es de 0.010 mmpcd de gas por pozo.
- Se considera 100% de éxito en los trabajos de optimización de la producción.
- Se considera la perforación de 4 pozos nuevos, 3 RMA a ejecutar en pozos existentes y la producción base declinada durante la vigencia de la actualización al Programa Provisional.

- Se tomó en cuenta la producción base total promedio a junio del 2018 (1.154 mmpcd de gas). Se proyectó la producción de gas hasta diciembre 2018, donde comenzarían las actividades adicionales a ejecutar de la actualización del Programa Provisional (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 13 bbl/mmpc para los nuevos pozos a ser perforados.
- Para el Programa Provisional vigente, se consideraba un $Q_{glimite}$=0.080 mmpcd, debido a los volúmenes de producción por pozo que se manejaban para junio del 2017, pero, actualmente, se reportan producciones asociadas a los pozos en cuestión de alrededor de Q_g=0.090 mmpcd en promedio, con lo cual, con el nuevo límite técnico considerado debido a la baja declinación esperada para ese gasto promedio, se prevé extender la vida útil de los pozos con gastos marginales menores de 0.020-0.030 mmpcd.
- La ejecución de actividades adicionales de la actualización al Programa Provisional se considera a partir de diciembre del 2018, por un periodo de 12 meses.

Los pronósticos de producción de gas y condensado para el Área Contractual durante la vigencia de la actualización al Programa Provisional se muestran en las tablas 7 y 8 y figuras 8 y 9:

Producción Gas	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Qg(mmpcd)	0.98	0.91	0.85	0.79	0.74	0.69	0.65	5.60	4.97	10.40	18.06	14.94

Tabla 7. Pronóstico de producción de gas para la actualización al Programa Provisional.
(Fuente: Contratista)

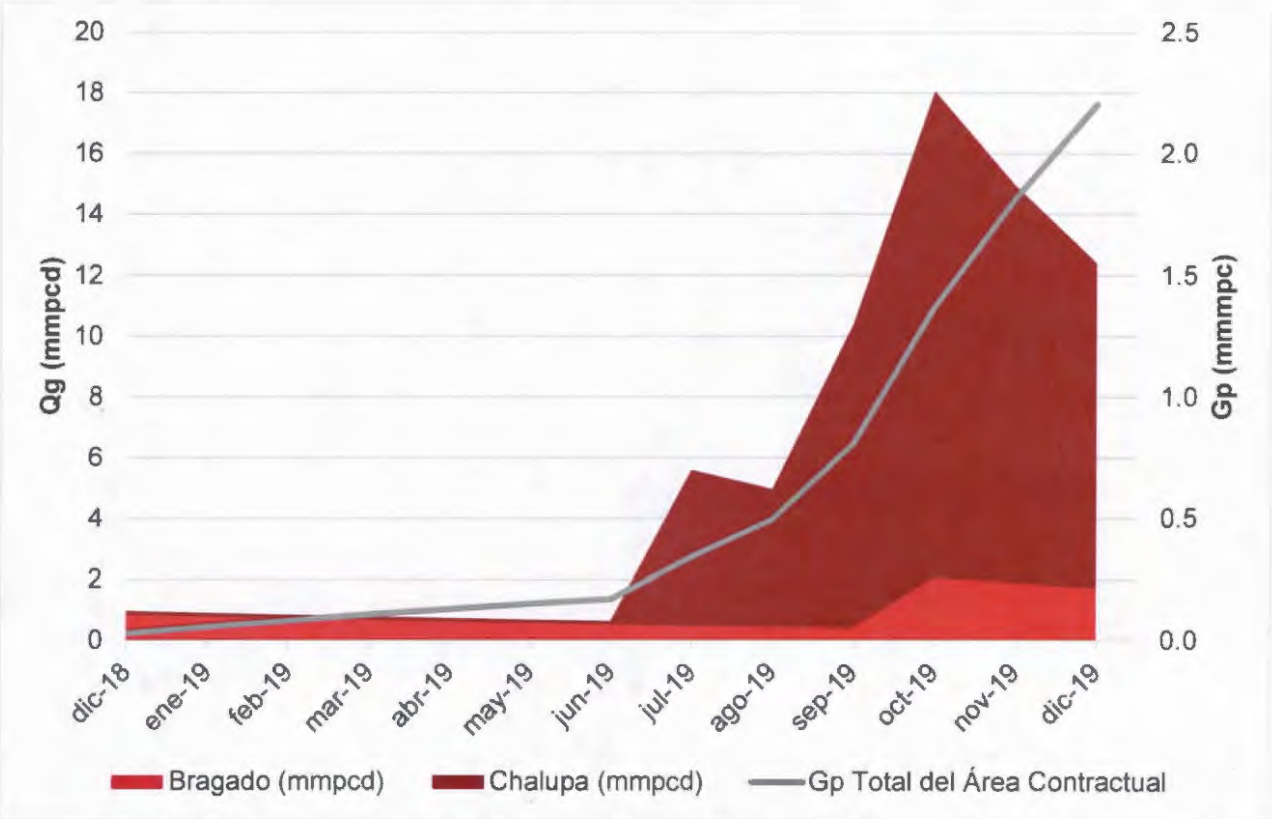

Figura 8. Pronóstico de producción de gas para la actualización al Programa Provisional.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Producción Condensado	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Qc Total (bpd)	12	11	10	10	9	8	8	72	64	135	234	194

Tabla 8. Pronóstico de producción de condensado para la actualización al Programa Provisional. (Fuente: Contratista)

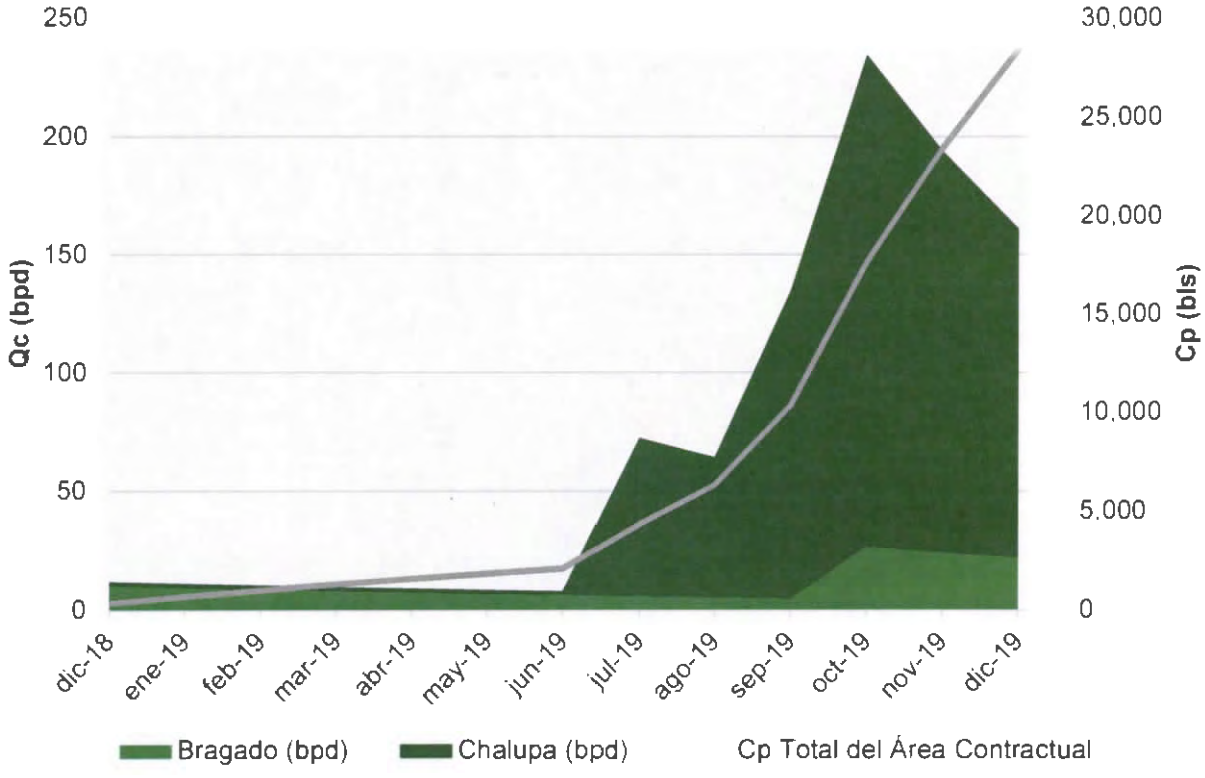

Figura 9. Pronóstico de producción de condensado para la actualización al Programa Provisional. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El Área Contractual cuenta con yacimientos de Gas Húmedo, por lo cual el hidrocarburo principal a producir es gas natural No Asociado, la producción de condesados puede esperarse debido a la caída de presión en el sistema integral de producción. A diferencia, de lo contemplado en el Programa Provisional vigente, en la actualización al Programa Provisional, el Contratista ya contempla la producción de condensados, debido a que, durante lo que va del periodo del Programa Provisional vigente, este tipo de hidrocarburo es visualizado derivado de la actividad realizada en los pozos por el Contratista.

Sin menos cabo de lo anterior, se precisa que el condensado a producir es y continuará siendo contabilizado, almacenado y trasegado en instalaciones fuera del Área Contractual pertenecientes y operadas por PEMEX.

III.7 Medición de Hidrocarburos

Derivado de la revisión a la información presentada por el Contratista, se identifica que seguirá realizando la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, en el Punto de Medición Provisional que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.002/17. 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 recomienda que el Operador Petrolero continuar con la implementación de los Mecanismos de Medición de conformidad con lo establecido en el Articulo 42, así como el cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

III.8 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 ERG Bayo-1 y ERG Comitas-3. Las cuales son propiedad de Pemex, por lo que, se puede concluir que el Contratista entregará a PEP la totalidad de la producción para que éste disponga del Hidrocarburo de manera final, toda vez que estas instalaciones corresponden a los Puntos de Medición provisionales.

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.9 Análisis económico

La opinión económica de la actualización del Programa Provisional[1] (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

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).

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 $12,774,229.45 (USD$10,657,725.28 los clasifica como gastos de inversión, mientras que USD$2,116,504.17 corresponden a gastos de operación). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la tabla 9 y las figuras 10 y 11 presentadas a continuación:

[1] Conforme al CONSIDERANDO SEPTIMO del ACUERDO General CNH.E.35.003/18 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2018.

Actividad	Sub-Actividad	2018[2]	2019[3]	Total[4]
Desarrollo	General	$33,709.00	$563,032.67	$596,741.67
	Perforación de Pozos	$-	$10,211,481.28	$10,211,481.28
	Ingeniería de Yacimientos	$-	$60,000.00	$60,000.00
	Construcción de Instalaciones	$-	$451,244.00	$451,244.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$-	$198,967.50	$198,967.50
Producción	General	$21,790.00	$244,190.00	$265,980.00
	Pruebas de Producción	$2,600.00	$48,100.00	$50,700.00
	Operación de Instalaciones de Producción	$25,338.00	$506,918.00	$532,256.00
	Ductos	$1,000.00	$55,000.00	$56,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$15,500.00	$335,359.00	$350,859.00
Total		**$99,937.00**	**$12,674,292.45**	**$12,774,229.45**

Tabla 9. Distribución del Presupuesto por Actividad y Sub-actividad Petrolera (Montos en Dólares de los EE. UU.)
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

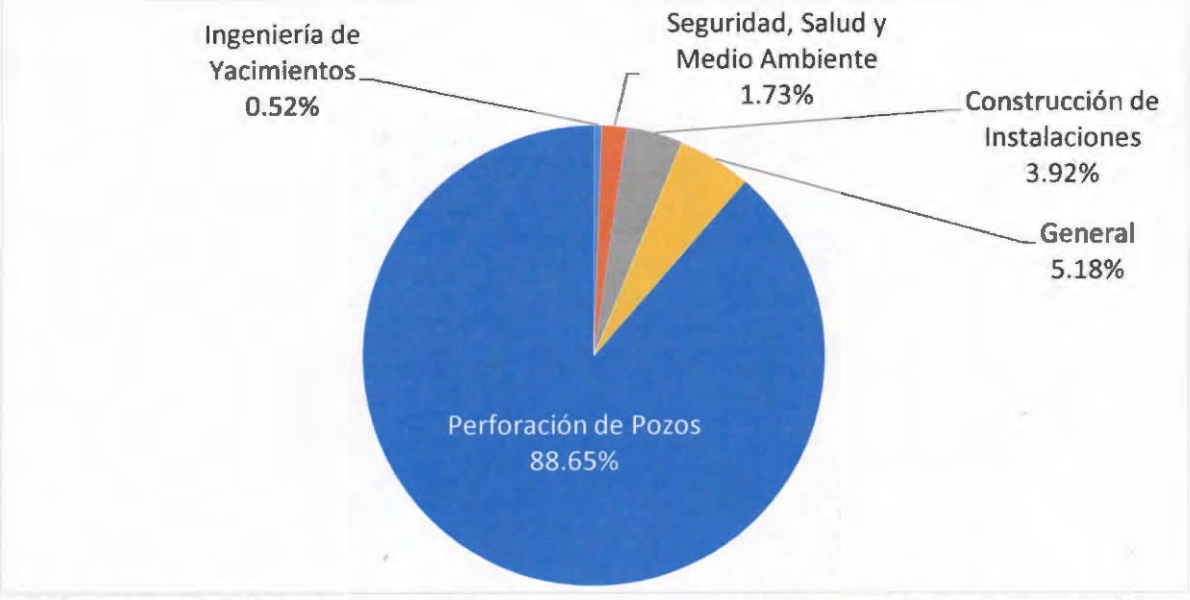

Figura 10. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Desarrollo (Total $11.52 millones de dólares de los EE. UU.)
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

[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

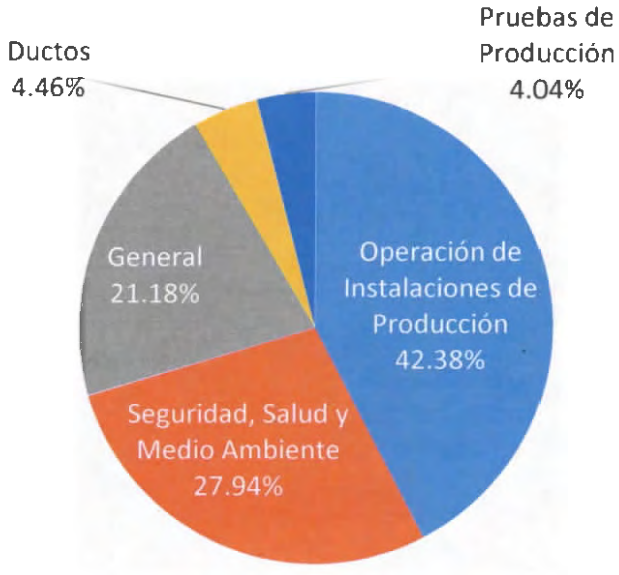

Figura 11. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total $1.26 millones de dólares de los EE. UU.)
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

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 mostrados en la tabla 10 que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa de la actualización al Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones de dicha actualización, 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

Fórmula o descripción del indicador	$\frac{TP=(TPreal-TPplan)}{(TPplan)} * 100$	$TEPD = \frac{Pozos\ desarrollo\ exitosos}{Total\ de\ Pozos\ desarrollo} * 100$
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	$DPP = \frac{PPreal-PPplan}{PPplan} * 100$	$DTP = \frac{TPreal-TPplan}{TPplan} * 100$
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	$DPA = \frac{PAreal-PPplan}{PAplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral

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	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Anual

Tabla 10. Indicadores de desempeño de la actualización al Programa Provisional.
(Fuente: Contratista)

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la actualización al Programa Provisional del Área Contractual asociada al Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/17, 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/0956/2018 recibido el 17 de septiembre de 2018, informó lo siguiente:

I. El REGULADO cuanta con la Autorización a su Sistema de Administración número ASEA-IEH17306C/AI2317 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1314/2018 de fecha 18 de diciembre de 2017, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 1 de la Licitación CNH-R02-L02/2016" aprobado por la COMISIÓN en diciembre de 2017.

II. Las actividades amparadas en la Autorización número ASEA-IEH17306C/AI2317, 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 3 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 los mismos con barras espumantes, ajuste del diámetro de los estranguladores y la utilización de sistemas de compresión a boca de pozo rentados.

   e. El mantenimiento a los ductos y a los pozos en superficie.

   f. 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-L02-A1.BG/2017, puedan encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-IEH17306C/AI2317 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1314/2018, 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 Articulo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamentos 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.

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADA LA ACTUALIZACIÓN AL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO

VI.1 Consideraciones

La actualización al 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 realizarse durante el periodo de vigencia de la misma 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 a la actualización al Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

- ✓ Para la estimación del pronóstico de condensado el Contratista consideró una Relación-Condensado-Gas de 13 bls/mmpc, para los nuevos pozos a ser perforados. Lo anterior hace correspondencia con el pronóstico mensual propuesto para condensado derivado de las actividades contempladas para el período de la actualización al Programa Provisional, sin embargo, durante este periodo deberá de obtener información suficiente para fortalecer el histórico de producción de condensado y plantear en el Plan de Desarrollo un pronóstico mejor fundamentado, lo anterior ya que actualmente no hay histórico de producción de este hidrocarburo para el Área Contractual.
- ✓ Dado que en el Área Contractual existen pozos cerrados, el Contratista plantea la posibilidad de reactivación de aquellos que cuenten con potencial de producción, derivado de la toma de información necesaria, por lo que será importante el plantear las actividades a realizar en dichos pozos en el futuro Plan de Desarrollo.
- ✓ Durante la vigencia de la actualización al Programa Provisional propuesto, el Contratista propone la realización de actividades físicas que, de acuerdo a los pronósticos de producción, permitirían la recuperación de 2.202 mmmpc de gas en un periodo de 12 meses a partir de diciembre del 2018. Considerando lo anterior, y el volumen original cuantificado por el Contratista al 01 de enero de 2018, representa un incremento de 2.3% al factor de recuperación para la reserva 1P para el periodo mencionado.
- ✓ 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.
- ✓ La realización de las actividades físicas contempladas en el presente Plan, ayudarán al mantenimiento de la producción, así como la identificación de áreas de oportunidad para los planes a corto y mediano plazo de Evaluación y Desarrollo por lo que será de suma importancia un seguimiento y control adecuado a las mismas.

VI.3 Resultado del dictamen

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 la actualización al Programa Provisional asociado al Contrato CNH-R02-L02-

A1.BG/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como Cláusula 4.1 del Contrato, y el artículo 24 y Anexo VI 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 perforados y a perforar 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 la actualización al Programa Provisional, 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 Extendido, 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 diciembre de 2018 al vencimiento de la actualización del Programa Provisional un 2.3 % el **factor de recuperación** de gas de los campos productores en el Área Contractual considerando un volumen original cuantificado al 2018, con el mantenimiento operativo de 4 pozos activos, los 4 pozos a perforar 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 de la actualización al 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, sartas 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, 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 en el Punto de Medición Provisional que fue aprobado mediante Resolución CNH.E.65.002/17.

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación con la actualización al Programa Provisional.

[redacted]

Elaboró

Ing. Rubén Felipe Mejía González
Subdirector de Área de Dictámenes de Extracción

Elaboró

Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto de Medición

Elaboró

Ing. Héctor Eduardo Jofre Ugalde
Director de Área de Comercialización de Producción

Elaboró

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

Revisó

Ing. Juan Carlos Pérez García
Director General Adjunto de Dictámenes de Extracción

Revisó

Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General de Medición

Revisó

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

Revisó

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

Autorizó

Mtro. León Daniel Mena Velázquez
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-L02-A1.BG/2017.