



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico
Actualización del Programa Provisional
del Área Contractual 9 Cuencas del
Sureste 1
Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017

Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I.
de C.V.

777
Noviembre 2018

Several handwritten signatures and initials in blue ink are present in the bottom right corner of the page, overlapping the date text.

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	4
I.1 DATOS DEL CONTRATISTA.....	4
I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	4
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	6
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO.....	7
III.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.....	7
III.2 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.....	13
EXPLORACIÓN.....	13
DESARROLLO.....	14
III.3 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS.....	15
III.4 APROVECHAMIENTO DE GAS.....	17
III.5 TOMA DE INFORMACIÓN Y ESTUDIOS.....	17
III.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	18
III.7 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	21
III.8 COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	22
III.9 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	22
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL.....	25
V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	25
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADA LA ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.....	26
VI.1 CONSIDERACIONES.....	26
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DE LA CLÁUSULA 4.1 DEL CONTRATO, ASÍ COMO EL ARTÍCULO 24 Y ANEXO VI DE LOS LINEAMIENTOS.....	26
VI.2 RECOMENDACIONES.....	26
VI.3 DICTAMEN TÉCNICO.....	27

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom and several smaller ones above it.

El presente dictamen se refiere a la actualización y al Programa Provisional del Área Contractual 9 Cuencas del Sureste 1 (en adelante, Área Contractual) relacionada Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017, solicitado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista o Jaguar 2.3) mediante escrito, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 13 de agosto de 2018.

En virtud de la falta de información técnica necesaria para el cumplimiento de la Normativa Aplicable y los Contratos, diversos Contratistas ingresaron una solicitud de prórroga o extensión para la presentación de los Planes de Desarrollo ante la Comisión.

Al respecto, el Contratista presentó ante la Comisión, un escrito con fecha 28 de mayo de 2018 en el cual solicitó prórroga en tiempo para la presentación del Plan de Desarrollo y autorización para poder llevar a cabo la actualización al Programa Provisional (en adelante, Programa).

Debido a lo anterior, los Contratistas solicitaron prórroga o extensión a la vigencia de los Programas Provisionales referidos en el Resultando SEXTO 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) con el propósito de que estén en aptitud de diseñar un Plan de Desarrollo acorde con la Normativa Aplicable y el Contrato.

La Comisión, a través del Acuerdo emitido el 14 de junio de 2018, específicamente en el considerando QUINTO, confirmó la ampliación de la vigencia de los Programas Provisionales hasta por 12 meses.

Con base en el Acuerdo, se extendió la vigencia de los Programas Provisionales referidos en el Resultando SEXTO, hasta por un periodo de 12 meses, contados a partir de que termine la vigencia de estos.

El considerando SEPTIMO indica que los Contratistas deberán presentar una actualización de sus Programas Provisionales en los mismos términos que los originalmente presentados, para la aprobación de la Comisión y conforme a la nueva vigencia que el Acuerdo le otorgó.

Con base en el Acuerdo TERCERO, los Contratistas debieron presentar, en un plazo máximo de 60 días posteriores a que entrara en vigor dicho Acuerdo, la correspondiente actualización de sus Programas Provisionales, conforme al Considerando SÉPTIMO del Acuerdo General.

Los Contratistas en la actualización al Programa Provisional, no acreditarán Unidades de Trabajo para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y, en su caso, el Incremento, conforme lo manifestado en el considerando OCTAVO del Acuerdo.

I. Introducción.

I.1 Datos del Contratista

El 21 de julio de 2017 se publicó en el 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, en el cual, se adjudicó el Contrato correspondiente al Área Contractual, a la empresa denominada Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

Finalmente, la Comisión y el Contratista Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista), formalizaron el 8 de diciembre de 2017 (Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres, bajo la modalidad de Licencia (Contrato).

En cumplimiento de la cláusula 4.1 del Contrato, el 8 de noviembre de 2017, el Contratista presentó el Programa Provisional, mismo que fue aprobado por la Comisión mediante Resolución CNH.E.65.013/17 y presentó el Punto de Medición Provisional del Área Contractual aprobado también mediante Resolución CNH.E.65.014/17, ambos con fecha 7 de diciembre de 2017, por un periodo de 12 meses a partir de la fecha efectiva.

El Contratista presentó la actualización al Programa Provisional el 13 de agosto de 2018, con base en el Acuerdo CNH.E.35.003/18 por el cual la Comisión extiende vigencia de los Programas Provisionales autorizados, respecto de los contratos de las licitaciones CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2, en el marco de la 35ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno, llevada el 14 de junio de 2018.

La extensión del periodo de tiempo para la ejecución del Programa Provisional abarca hasta un periodo de 12 meses, contados a partir de que termine la vigencia inicial prevista para el Programa Provisional. En atención a lo anterior, la extensión a la vigencia del Programa Provisional culmina el 8 de diciembre de 2019.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Área Contractual 9 Cuencas del Sureste 1 [AC-09 CS-01]
Estados y municipios:	Tabasco, Macuspana
Superficie:	95.168 km ²
Tipo de Hidrocarburo:	Cafeto: Aceite Ligero, Gas y Condensado Vernet: Aceite Ligero, Gas y Condensado
Fecha de emisión/firma:	8 de diciembre de 2017
Tipo de Contrato:	Modalidad Licencia
Vigencia:	30 años
Contratista:	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad para extracción:	Sin restricción
Campos: Yacimientos	Cafeto: Belem, Zargazal, Encajonado, Amate Superior, Amate Inferior Vernet: Belem, Zargazal, Encajonado, Amate Superior, Amate Inferior
Número pozos perforados en el Área:	Cafeto: 15 pozos Vernet: 53 pozos
Colindancias:	Noreste: Campo Chilapilla Suroeste: Campo Shishito Sureste: Campo Sarlat Sur: Campo Macuspana

Tabla 1.- Datos del Área Contractual.
(Fuente: CNH con información del Contratista).

El Área Contractual se encuentra ubicada en la Ranchería Lic. Adolfo López Mateos, en el municipio de Macuspana, Tabasco. Aproximadamente a 8 kilómetros al Norte de la cabecera municipal, a 4.5 Km al

Oeste de Cd. PEMEX y al Noreste del poblado de Benito Juárez. Cuenta con una superficie de 95 km² respecto al polígono delimitador; geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Macuspana.



Figura 1.- Ubicación geográfica Área Contractual (Fuente: Comisión).

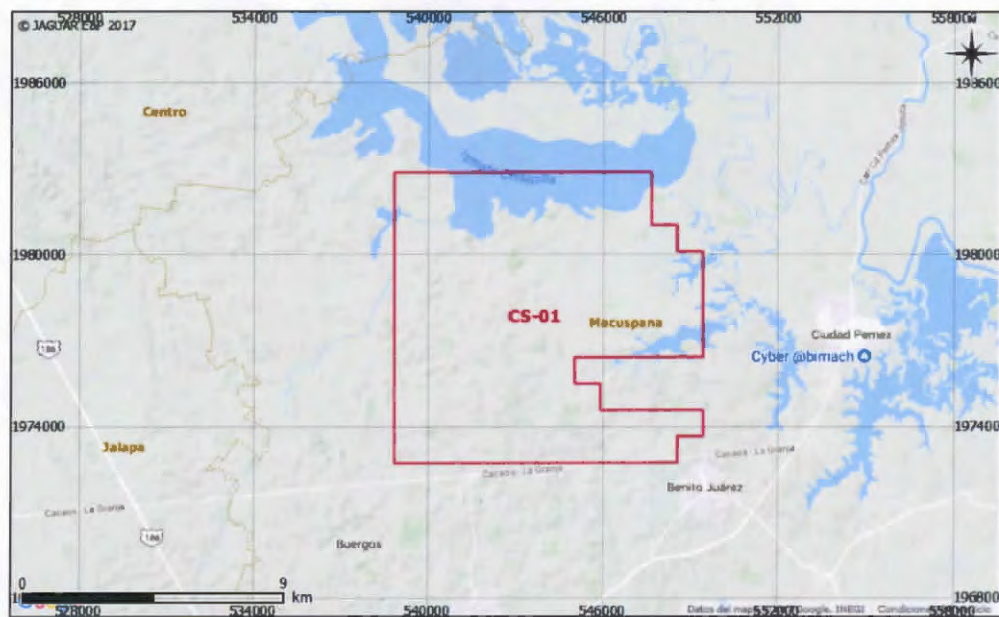


Figura 2.- Localización y vértices del Área Contractual (Fuente: Contratista).

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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

II. Relación Cronológica del Proceso de Revisión y Evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la actualización y extensión a la vigencia del Programa Provisional propuesto por el Contratista, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (en adelante, DGEÉE), de la Comisión. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

El Contratista presenta ante la Comisión, la propuesta de actualización y extensión a la vigencia del Programa, para revisión y aprobación el 13 de agosto de 2018.

La siguiente figura muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto a la actualización y extensión a la vigencia del Programa presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0105/2018 DICTAMEN TÉCNICO PROGRAMA PROVISIONAL AREA CONTRACTUAL-9 R02-L03 de la DGDEExt de la Comisión.

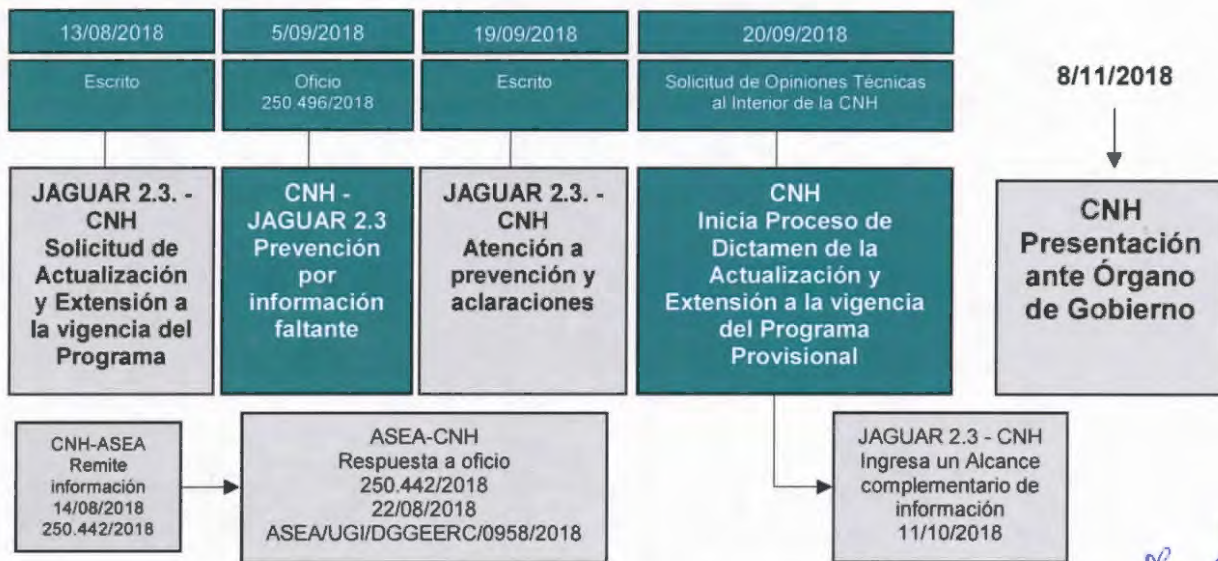


Figura 3.- Diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen y Resolución (Fuente: CNH)

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

III. Criterios de Evaluación Utilizados y Aplicados en el Dictamen Técnico

La evaluación de la actualización y extensión a la vigencia del Programa se realizó en términos del artículo 24 de los *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación, y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones* (en adelante, Lineamientos) y el Anexo VI denominado "Guía para los Planes Provisionales" y la Cláusula 4.1 del Contrato, en atención a lo siguiente:

- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula el artículo 24 de los Planes y Programas Provisionales.
- A la fecha de adjudicación del Área Contractual, se encontraban Campos en producción al amparo de una Asignación, la cual transitará al Contratista derivado de la adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.
- *Clausula 4.1 Programa Provisional.* El Contratista deberá implementar, a partir de la Fecha Efectiva, un Programa Provisional previamente aprobado por la CNH de conformidad con lo establecido en las Bases de Licitación que deberá: (i) incluir una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en dichos Campos durante el primer Año 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 Normativa Aplicable."

Conforme a esta cláusula, y no obstante que el Programa Provisional debe incluir una propuesta de actividades que permita dar continuidad operativa a las actividades de Extracción durante el primer año a partir de la Fecha Efectiva; de la lectura de la misma, no se advierte una prohibición para extender la vigencia del Programa Provisional, por lo que, de resultar necesario seguir realizando actividades que permitan la continuidad operativa a las actividades de Extracción, contractualmente no existe una restricción para la extensión del plazo, conforme a lo estipulado en el considerando TERCERO del Acuerdo General.

- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en los artículos 3, fracción XXVII, 24 y el Anexo VI a los Planes Provisionales.
- Los Programas Provisionales tienen por objeto dar continuidad operativa a los Campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Programas Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.
- En el Considerando SÉPTIMO del citado Acuerdo se menciona que, derivado de la extensión de la vigencia de los Programas Provisionales autorizados, los Contratistas deberán presentar una actualización de sus Programa Provisionales, en los mismos términos que los originalmente presentados, para la aprobación de la Comisión y conforme a la nueva vigencia que el Acuerdo les otorgó.
- Derivado de lo anterior, se advierte que los Programas Provisionales previstos en la Cláusula 4.1 del Contrato, así como en el artículo 24 de los Lineamientos tienen el mismo objeto, es decir, lograr la continuidad operativa de los Campos en producción durante el proceso de transición de una Asignación a un Contrato, por lo que resultan ser aplicables al caso en concreto.
- En consecuencia, el presente dictamen se emite con el objeto de evaluar que la actualización y la extensión a la vigencia del Programa Provisional presentado por el Contratista, permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de 12 meses (un año), contados a partir de que termine la vigencia del Programa Provisional vigente, además recabar suficiente información técnica necesaria para el cumplimiento de la Normativa Aplicable y el Contrato para poder presentar un Plan de Desarrollo para la Extracción, previa solicitud del Contratista.

III.1 Características de las Formaciones Productoras

El Área Contractual se encuentra en una zona entre fallas lítricas normales perpendiculares al rumbo de las estructuras compresionales dentro de la Sierra de Chiapas y el Pilar Reforma-Akal. Estas fallas de crecimiento son sintéticas y antitéticas que se desarrollaron durante el Mioceno medio en un paquete

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'X' on the right margin and the number '777' above a signature.]

arcilloso. En esta cuenca, los "plays" son areniscas de edad Mioceno-Plioceno relacionados con estructuras "roll-over" asociadas con fallas normales secundarias. Además, las fallas son asociadas con diapiros de arcilla del Mioceno medio y muestran características de inversión tectónica.

Estructuralmente, la cuenca terciaria de Macuspana es de tipo extensional, generada a partir del Mioceno Superior afectado por fallas de crecimiento asociadas a estructuras diapíricas que generaron depocentros. Durante el Neógeno, las masas de arcilla plástica evolucionan y se desplazan lateralmente hacia el este hasta formar crestas y domos arcillosos que caracterizan el sector occidental de la cuenca de Macuspana.

Los campos Cafeto y Vernet pertenecientes al Área Contractual se ubican en el borde sur de la cuenca Macuspana, asociados a trampas estructurales de tipo anticlinal, orientada en su eje mayor SW-NE que continua hacia el Este. Ambos campos se encuentran separados por una falla transversal al eje mayor de la estructura de Cafeto.

El Área Contractual presenta una estructura compartimentalizada, por un sistema de fallas normales en forma de flor; el anticlinal es afectado por un graben en la cima de la cresta lo cual incrementa su complejidad estructural.

Los campos Cafeto y Vernet están constituidos por areniscas de cuarzo de grano fino con intercalaciones de lutita, ligeramente calcárea y arenosa, pertenecientes a las formaciones Encajonado y Zargazal del Plioceno Inferior, la formación Amate Superior del Plioceno Inferior, la formación Amate Inferior del Mioceno y la Formación Belem del Pleistoceno. Estratigráficamente las formaciones presentan características particulares en su desarrollo y extensión, tales se describen a continuación:

Formación Belem: Constituida por una secuencia de lutitas gris-verdoso, bentoníticas, ligeramente calcáreas y en partes amarillentas; con abundantes fragmentos de moluscos, intercaladas con delgados horizontes de areniscas gris claro de grano fino a medio, angular a subangular, ligeramente consolidadas y cementadas con material arcillo-calcáreo, esporádicos fragmentos de pirita, feldespatos, micas y pequeños lentes de arenisca gris claro de grano fino; en la base se describen dos horizontes de arenisca gris claro de grano fino a medio, moderadamente clasificada ligeramente consolidada, cementada en material arcillo-calcáreo, espesor aproximado de 25 metros.

La mejor calidad de roca de la formación se localiza hacia el SW del campo Vernet. El espesor impregnado es aproximado de 15 metros a lo largo de toda la columna de Belem.

Formación Zargazal: Constituida de arena gris claro muy fina, lutita gris verdosa y gris oscuro masiva, suave, semiplástica en partes arenosas, algunas intercalaciones de arenisca gris-claro de grano fino, bancos de restos de moluscos y capas muy delgadas de lignito, la arenisca se hace predominante en la parte inferior acompañada por capas muy delgadas de marga gris oscuro.

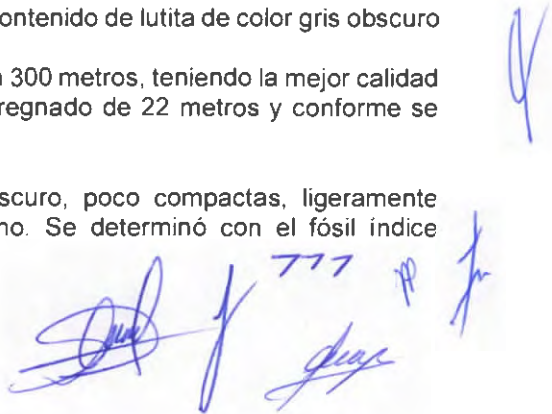
El mejor desarrollo de arenas se localiza al NW en el campo Cafeto con espesores de arena impregnado de hasta 55 metros en toda la formación, presentando cambio de facies hacia el Este y SW del área con arenas muy arcillosas.

Para Vernet se tienen los espesores con mejor desarrollo de arena al centro de la estructura, hacia los flancos se observa mayor arcillosidad. La formación ha producido de su parte inferior, con un rango de porosidad entre 20% y 23%.

Formación Encajonado: Constituida por arenisca gris claro de grano muy fino, deleznable en partes bien cementada, intercalaciones de arena gris claro de grano fino, de lutita gris oscuro y gris verdoso, masiva, suave y relativa abundancia de cuerpos o capas de marga gris oscuro, así como ocasionales bancos de restos de moluscos de poco espesor, en la parte inferior aumenta el contenido de lutita de color gris oscuro y suave.

En Vernet, la columna geológica de la formación se extiende de 200 a 300 metros, teniendo la mejor calidad de roca en la cima de la formación con un espesor de arenas impregnado de 22 metros y conforme se profundiza en la columna estratigráfica, se hace más arcillosa.

Formación Amate Superior: Estratos de lutita de color gris oscuro, poco compactas, ligeramente arenosas con intercalaciones de areniscas gris-claro de grano fino. Se determinó con el fósil índice Cristalería.



En Cafeto, la formación no ha sido extraída por completo, 3 pozos han producido en las arenas de la formación. Los pozos se localizan al Este con buen desarrollo de arenas y calidad de roca, hacia el Sur se tiene un cambio de facies con arenas arcillosas y compactas; al NW no se tienen pozos perforados en esta formación, sin embargo, los estudios indican que hay expectativas de buena calidad de roca y carga de hidrocarburos.

Formación Amate inferior: Lutita gris-verdosa suave en partes arenosas finas, ocasionalmente plástica, algunas intercalaciones de arena gris claro de grano fino, hacia la base lutita más dureza, arenosa, con desarrollos esporádicos de arena gris claro grano fino. Fósil índice Marginulina.

La siguiente figura, muestra la columna estratigráfica que atraviesan los pozos perforados en el Área Contractual.

ERA	PERIODO	ÉPOCA	FORMACIONES			
CENOZOICA	CUATERNARIO	Holoceno	Aluvión			
			Tierra Colorada			
			Tres Puentes			
		Pleistoceno	Belem Superior			
			Belem Inferior			
			Zargazal			
	NEÓGENO	Plioceno	Superior	Encajonado Superior		
			Inferior	Encajonado Inferior		
			Amate Superior			
		Mioceno	Superior	Amate inferior		
			Medio	Lutitas Encarnación	Lutitas Macuspana	
				Inferior	Caliza Macuspana	
			PALEÓGENO	Oligoceno	Superior	Lutitas Misopá
					Medio	Conglomerado del Limón
					Inferior	Calizas Chinal
		Eoceno		Superior	Lutitas Chinal	
	Medio		Conglomerado Puente Piedra			
	Inferior		Lutitas Candelaria (Chicontepec Velasco)			
	MESOZOICA	CRETÁCICO	Paleoceno	Caliza Guayal		
			Superior			
		Inferior				

Figura 4.- Columna Estratigráfica del Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

El desarrollo de arenas en Vernet se extiende hacia el NE, de acuerdo con los saltos que se observan entre los pozos a nivel de las formaciones se podría estimar la existencia de posibles fallas normales. Las arenas se observan más limpias al centro del campo. 777

A continuación, se presenta un resumen de las características para cada yacimiento por campo del Área Contractual.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Campo Cafeto

Marco Geológico	Fm. Belem	Fm. Zargazal	Fm. Encajonado	Fm. Amate Superior	Fm. Amate Inferior
Era, periodo y época	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
	Neógeno	Neógeno	Neógeno	Neógeno	Neógeno
	Plioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno
Cuenca	Macuspana	Macuspana	Macuspana	Macuspana	Macuspana
Play	Plioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno
Régimen tectónico	Extensional	Extensional	Extensional	Extensional	Extensional
Ambiente de depósito	Canales fluviales, canales deltaicos, sistema deltaico, barra de desembocadura	Canales fluviales, canales deltaicos, sistema deltaico, barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura	Canales fluviales, canales deltaicos, sistema deltaico, barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura
Litología almacén	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Propiedades petrofísicas					
Mineralogía	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*
Saturaciones	Saturación de agua inicial 37%	Saturación de agua inicial 43%	Saturación de agua inicial 39%	Saturación de agua inicial 36%	Saturación de agua inicial 100%
Porosidad y tipo	Porosidad Primaria 24%	Porosidad Primaria 22%	Porosidad Primaria 19.5%	Porosidad Primaria 16%	Porosidad Primaria 14%
Permeabilidad (mD)	Permeabilidad Absoluta 109 mD	Permeabilidad Absoluta 67 mD	No aplica	Permeabilidad Absoluta 43 mD	No aplica
Espesor neto y bruto promedio (m)	Espesor bruto 282 m	Espesor bruto 570 m	Espesor bruto 200 m	Espesor bruto 761 m	No aplica
	Espesor neto 13 m	Espesor neto 53 m	No aplica	Espesor neto 16m	
Relación neto/bruto	5.00%	9.20%	No aplica	4.80%	No aplica
Propiedades de los fluidos					
Tipo de hidrocarburos	-	Acete pesado – ligero	-	Gas y condensado	-
Densidad API	-	22° - 45° @ C.E.	-	45° - 55° @ C.E.	-
Viscosidad (cp)	-	-	-	-	-
Relación gas – aceite inicial y actual (m³/m³)	-	RGA: 267	-	RGA: 800 RGA _{actual} : 1.869	-
Bo inicial y actual (m³/m³)	-	1.25	-	1.5	-
Calidad y contenido de azufre	-	0%	-	0%	-
Presión de saturación o rocío (kg/cm²)	-	Sin información	-	Sin información	-

[Handwritten signatures and notes in blue ink]

Factor de conversión del gas	-	Sin Información	-	Sin Información	-
Poder calorífico del gas	-	Sin Información	-	Sin Información	-
Propiedades del yacimiento					
Temperatura (°C)	-	86.4	-	97	-
Presión inicial (kg/cm ²)	-	119.44	-	187.4	-
Presión actual (kg/cm ²)	-	98	-	128.8	-
Mecanismos de empuje principal y secundario	-	Expansión del sistema roca – fluidos y gas en solución.	-	Expansión del sistema roca – fluidos y gas en solución	-
Extracción					
Métodos de recuperación secundaria	-	No aplica	-	No aplica	-
Métodos de recuperación mejorada	-	No aplica	-	No aplica	-
Gastos actuales	-	-	-	Qo: 19 bpd Qg: 122 Mpcd (Junio 2018)	-
Gastos máximos y fecha de observación	-	Q _o max: 1,221 bpd Q _g max: 346 Mpcd (Octubre 2002)	-	Q _o max: 594 bpd Q _g max: 1.6 MMpcd (Marzo 2008)	-
Corte de agua	-	-	-	-	-

Tabla 2 - Características del campo Cafeto
(Fuente: Contratista)

Campo Vernet

Marco Geológico	Fm. Belem	Fm. Zargagal	Fm. Encajonado	Fm. Amate Superior	Fm. Amate Inferior
Era, periodo y época	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
	Neógeno	Neógeno	Neógeno	Neógeno	Neógeno
	Plioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno
Cuenca	Macuspana	Macuspana	Macuspana	Macuspana	Macuspana
Play	Plioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno
Régimen tectónico	Extensional	Extensional	Extensional	Extensional	Extensional
Ambiente de depósito	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura	Canales fluviales, Canales deltaicos, Sistema deltaico, Barra de desembocadura
Litología almacén	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Propiedades petrofísicas					
Mineralogía	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*	Cuarzo e Ilita*
Saturaciones					

(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)	Saturación de agua inicial 35%	Saturación de agua inicial 37%	Saturación de agua inicial 39%	Saturación de agua inicial 33%	Saturación de agua inicial 41%
Porosidad y tipo	Porosidad Primaria 19%	Porosidad Primaria 18%	Porosidad Primaria 15%	Porosidad Primaria 12%	Porosidad Primaria 9%
Permeabilidad (mD) (Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)	Permeabilidad Absoluta 140 mD	Permeabilidad Absoluta 116 mD	Permeabilidad Absoluta 15 mD	Permeabilidad Absoluta 46 mD	Permeabilidad Absoluta 2 mD
Espesor neto y bruto promedio (m)	Espesor bruto 308 m	Espesor bruto 484 m	Espesor bruto 237 m	Espesor bruto 948 m	Espesor bruto 350 m
	Espesor neto 6 m	Espesor neto 40 m	Espesor neto 10.38 m	Espesor neto 11.28 m	Espesor neto 8.2 m
Relación neto/bruto	2.20%	8.19%	8.67%	2.61%	2.40%
Propiedades de los fluidos					
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro	Aceite negro	-	Gas y Condensado	Gas y Condensado
Densidad API (a condiciones de yacimiento y de superficie)	20° @ C E.	25° - 34° @ C E	-	50° @ C E	61 @ C E.
Viscosidad (cp) (a condiciones de yacimiento y de superficie)	-	-	-	-	-
Relación gas – aceite inicial y actual (m³/m³)	RGA. 42 RGA _{actual} : 206	RGA: 120 RGA _{actual} : 275	-	RGA. 933 RGA _{actual} : 1010	RGA. 948.1 RGA _{actual} : 990
Bo inicial y actual (m³/m³)	Bo.1 1	Bo: 1.2	-	Bo.1.5	Bo:1.5
Calidad y contenido de azufre	0%	0%	-	0%	0%
Presión de saturación o rocío (kg/cm²)	80	110	-	195	225
Factor de conversión del gas	-	-	-	-	-
Poder calorífico del gas	-	-	-	-	-
Propiedades del yacimiento					
Temperatura (°C)	48	61	75	98	127
Presión inicial (kg/cm²)	90	122	143	280	306
Presión actual (kg/cm²)	41	58	-	120	Sin información

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca – fluidos y gas en solución	Expansión del sistema roca – fluidos, gas en solución y empuje de acuífero.	-	Expansión del sistema roca – fluidos, gas en solución y empuje de acuífero.	Expansión del sistema roca – fluidos, gas en solución y empuje de acuífero.
Extracción					
Métodos de recuperación secundaria	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales	Qo: 160 bpd Qg: 0.08 Mpcd	Qo: 81 bpd Qg: 0.14 Mpcd	-	-	-
Gastos máximos y fecha de observación	Q _o max: 835 bpd Q _g max: 1.8 MMpcd (Febrero 2012)	Q _o max: 1.672 bpd Q _g max: 3.4 MMpcd (Agosto 1957)	-	Q _o max: 763 bpd Q _g max: 11 MMpcd (Mayo 2002)	Q _o max: 259 bpd Q _g max: 7.2 MMpcd (Junio 2003)
Corte de agua	25%	35%	-	70%	0%

Tabla 3.- Características del Campo Vernet.
(Fuente: Contratista)

III.2 Antecedentes de Exploración y Desarrollo

Exploración

El Área Contractual se divide en 2 campos: Cafeto y Vernet, el descubrimiento de estos campos, ocurrió con la perforación de los pozos Cafeto-3 y Vernet-2 en el año de 1968 y 1954 respectivamente.

El Campo Cafeto se descubrió a través del pozo exploratorio Cafeto-3 el cual se perforó a la profundidad de 3,500 metros, resultando productor de aceite ligero (37 °API) en areniscas de la formación Amate Superior.

El Campo Vernet se descubrió a través del pozo exploratorio Vernet-2 el cual se perforó a la profundidad de 1,850 metros, resultando productor de gas y condensado en areniscas de la formación Amate y Zargazal.

La exploración continuó con la adquisición sísmica 2D del proyecto Vernet-Bitzal, que fue adquirido en 3 etapas; la primera desarrollada de mayo a diciembre de 1970, la segunda de enero a agosto de 1971 y la tercera etapa en octubre del 2010.

Posteriormente, la exploración se llevó a un mayor nivel de detalle con la adquisición sísmica 3D del prospecto "José Colomo-Vernet y Ampliación" la cual se realizó de junio de 1997 a mayo de 1998 empleando explosivos como fuente en un arreglo ortogonal y realizando un barrido con una duración de 8 segundos.

Para el año 1998 mediante adquisición sísmica 3D, se descubre una nueva estructura del campo, delimitada por un Área de 4.94 Km². En el año 2001, dicha estructura se evaluó mediante la perforación del pozo Chunei-1 (Cafeto-101) hasta la profundidad de 1,550 metros, resultando productor de aceite ligero (35.4° API) en la formación Amate Superior.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Desarrollo

La extracción comercial del Campo Cafeto inició hasta el 2002. La mayor actividad se alcanza a mediados de 2005 con 5 terminaciones activas, el mayor número de pozos produciendo simultáneamente.

Para el año 2002 comenzó la extracción mediante 4 pozos (Cafeto-51, Cafeto-5, Cafeto-24 y Cafeto-12), la máxima producción ocurrió en septiembre del mismo año alcanzando los 1,330 bpd de aceite. En el año 2005 se logró la máxima producción de gas de 10.5 mmpcd con la incorporación del pozo Cafeto-14.

Históricamente, el campo Cafeto muestra una mayor producción de agua que el campo Vernet. La justificación a este comportamiento es que además de estar ubicado estructuralmente más profundo, es el yacimiento en el que se ha probado la Formación Amate con mayor frecuencia y esta es la formación a la que se atribuyen la mayor aportación de agua. En el caso de Cafeto, a la mayor profundidad estructural debe agregársele una mayor complejidad estratigráfica, por esta razón, el porcentaje de éxito volumétrico es menor que en el caso de Vernet y la producción acumulada proviene relativamente de pocos pozos.

A diciembre de 2016, en el campo Cafeto se han perforado 15 pozos, para desarrollar las reservas asociadas a las formaciones Amate Superior, Encajonado, Zargazal y Belem. Para la misma fecha no se disponían de pozos activos, sin embargo, del total, 14 se encontraban cerrados y abandonados, y uno, el pozo Cafeto-51, permanecía cerrado esperando la identificación de alguna oportunidad de reactivación.

El desarrollo comercial del Campo Vernet inició hasta el año de 1960. Durante el primer ciclo de desarrollo (1960-1969) existían 10 pozos con producción de aceite de 1,600 bpd, con una considerable producción de agua, asociados a la valoración del potencial productor de la Formación Amate Inferior.

Entre 1969 y 1971 el campo permaneció cerrado. El campo se reactiva a producción en 1973 con la producción adicional de 3 pozos equivalente a 400 bpd, concluyendo esta etapa para 1982.

Desde 1982 hasta 1990 el campo permanece inactivo, empezando en 1991 el periodo de mayor perforación y terminación de pozos, llegando así a tener en 2007 hasta 17 pozos produciendo, lo que representa el mayor número de terminaciones activas en toda la historia de producción.

Para diciembre 2016, en el Campo Vernet se han perforado 53 pozos, para desarrollar las reservas asociadas a las formaciones Amate Superior, Encajonado, Zargazal y Belem.

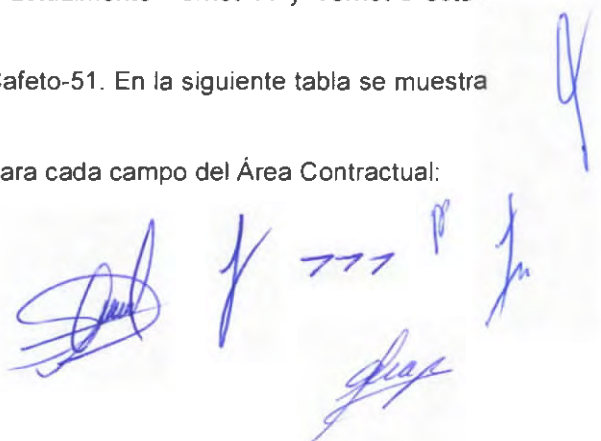
A la fecha se han perforado 68 pozos dentro del Área Contractual, de los cuales, a septiembre de 2018, 10 son productores, 13 se encuentran cerrados y 45 taponados. Los 10 pozos productores producen aceite.

Actualmente, 9 de 10 pozos productores pertenecen al campo Vernet, los cuales producen con Sistema Artificial de Producción (SAP) mediante Bombeo Mecánico (BM): Vernet-36, Vernet-260, Vernet-293, Vernet-295, Vernet-32, Vernet-33, Vernet-16, Vernet-43 y Vernet-47.

Se tienen 3 pozos clasificados como inyectores de los cuales actualmente Vernet-11 y Vernet-8 están cerrados y Vernet-9 se encuentra taponado.

En el campo Cafeto, se tiene solo un pozo productor fluyente, Cafeto-51. En la siguiente tabla se muestra el estado de pozos del Área Contractual.

A continuación, se presenta un resumen de las características para cada campo del Área Contractual:



Pozos	Campo Cafeto	Campo Vernet
Número y tipo de pozos perforados	15 pozos	53 pozos
Estado actual de pozos	12 taponados	33 taponados
	2 cerrados y 1 productor	11 cerrados y 9 productores

Tabla 4 - Características de los pozos en los Campos Cafeto y Vernet
(Fuente: Contratista)

Estado de Pozos Área Contractual 9	Número
Aceite – Fluyentes	1
Aceite - SAP	9
Cerrados	13
Taponados de manera Definitiva	45
Total	68

Tabla 5.- Estado general de pozos a septiembre de 2018 en el Área Contractual
(Fuente: CNH con información del Contratista)

De los 13 pozos cerrados, 7 pozos no son incluidos para la actualización y extensión a la vigencia del Programa debido a que se encuentran sin posibilidad de reapertura para producción de hidrocarburos. El Contratista después de revisar y analizar en cada pozo, la historia de producción, estado mecánico actual, posición estructural dentro de las formaciones y relación costo-beneficio, determinó que no son candidatos para reactivación. En la siguiente tabla se muestra el estado de pozos cerrados sin posibilidades antes descritos.

Pozo	Estado
Cafeto-16	Evaluado sin oportunidad en Amate Superior intervalos invadidos completamente de agua
Cafeto-14	Evaluado sin oportunidad, intervalos invadidos completamente de agua
Vernet-11	Pozo letrina, sin intervalos con oportunidad
Vernet-8	Pozo letrina, se usará para disposición de agua
Vernet-35A	Pozo agotado, sin intervalos con oportunidad
Vernet-49	Pozo agotado, sin intervalos con oportunidad
Tak-1	Pozo letrina sin intervalos con interés

Tabla 6 - Estado de pozo cerrados sin posibilidad de apertura en el Área Contractual
(Fuente: Contratista)

III.3 Actividades y Metas Físicas

El objetivo principal de las Actividades Petroleras contenidas para la actualización y la extensión a la vigencia del Programa consiste en asegurar la continuidad operativa para el Área Contractual. Para cumplir con dicho objetivo, el Contratista propone incluir la actualización del Programa a partir del mes de octubre de 2018 hasta diciembre 2018 (en diciembre de 2018 termina la vigencia del Programa Provisional ya aprobado), mientras la extensión a la vigencia considera los siguientes 12 meses contados a partir de dicha culminación, es decir hasta diciembre 2019. Las actividades y metas físicas que el Contratista tiene contemplado realizar, complementan las actividades que ya tenía aprobadas para los meses de actualización (octubre-noviembre 2018), mientras que, para los 12 meses restantes, el Contratista propone actividades adicionales.

En términos generales, el conjunto de actividades propuestas presenta una secuencia lógica para la actualización y extensión a la vigencia del Programa, a fin de alcanzar los objetivos. Las actividades propuestas abarcan, el dar continuidad de operación y producción al Área Contractual, así como llevar acabo la toma de información, reparaciones y servicios correspondientes de acuerdo a los estudios técnicos por realizar, además de evaluar la posible reapertura de pozos conforme al análisis de información. En la siguiente tabla se presenta el cronograma de actividades presentado por el Contratista, de manera resumida.

Sub-actividad petrolera	Tarea	Descripción	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	Total	
General	Administración de contratos	Pago de aprovechamiento y derechos			1												1	
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Administración corporativa		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
		Elaboración de planes		1														1
		Renta de SAP y base operativa		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
		Gestoría		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
		Fianzas y seguros operativos		1												1		2
	Evaluación de condiciones de superficie en pozos cerrados		1	1	1	1											4	
Servicios de soporte	Servicios y materiales específicos para soporte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14	
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción	Registro de producción (PLT)	1	1													2	
		Muestreo de Fluidos			7	7												14
		Aforo de Pozos	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	98
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras instalaciones	Construcción y/o adecuación de caminos	3	3	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	39
		Construcción y/o adecuación de macroperas	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
		Instalación/ Adecuación de infraestructura en general			1	1							1	1				4
		Cabezales de recolección	1		1													2
		Construcción/ Adecuación de líneas de descarga	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación	Prueba de integridad de pozos	4	1		2		1	1	2								11
		Adquisición de material para servicio a pozo	1															1
		Servicio a pozo	1															1
	Otras intervenciones específicas en Pozos	Registro de Saturación Remanente							1		1						2	4
		Redisparo			1													1
	Cambio de intervalo	4		2		2		1	1	2							12	
Seguridad Salud y Medio Ambiente	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	Adquisición de equipo contra incendios	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
	Implementación y seguimiento	Operación de equipo de seguridad y localización	1															1
	Auditoría ambiental	Auditoría ambiental	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
	Tratamiento y eliminación de residuos	Tratamiento y eliminación de residuos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
	Restauración ambiental	Limpieza o saneamiento de áreas dañadas	1															1
	Auditoría de seguridad	Auditoría de seguridad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14

Tabla 7 - Cronograma de la Sub-actividad Petrolera: Producción
(Fuente: CNH con información del Contratista)

El Contratista entregó un archivo anexo referente al cronograma de actividades, como parte de la solicitud de actualización y extensión a la vigencia del Programa, en el que se puede apreciar mayor detalle referente a las actividades mostradas.

En las actividades concernientes al presente Programa, no se considera ninguna actividad relacionada con perforación de pozos.

III.4 Aprovechamiento de Gas

El Contratista tiene como meta realizar la venta del 100 % del gas producido, y realizar el aprovechamiento al 100 % tal y como lo ha reportado ante la Comisión, dicha meta se considera alcanzable dadas las condiciones actuales de infraestructura y producción en el Área Contractual.

La capacidad de procesamiento y distribución instalada en el Área Contractual está asociada a la Batería de Separación Vernet, la cual puede manejar hasta 37 mmpcd en superficie; actualmente el Área Contractual produce de 0.14 a 0.30 mmpcd y los pronósticos de producción de gas máximos incluidos en la actualización y extensión a la vigencia del Programa, son por 0.379 mmpcd, por lo que se concluye que la infraestructura instalada en la Batería Vernet es suficiente para el manejo de gas.

III.5 Toma de Información y Estudios

Para poder cumplir con el objetivo de la actualización y la extensión de la vigencia al Programa Provisional, El Contratista tiene contemplado realizar actividades de toma de información en pozos e instalaciones que permitan definir las acciones a tomar para dar continuidad operativa a la producción del Área Contractual, tales como:

- **Aforo de Pozos:** El Contratista realizará la medición del volumen de fluidos producidos en cada uno de los pozos activos con la finalidad de conocer o actualizar su potencial.
- **Muestreo de fluidos:** La finalidad consiste en determinar la cantidad de sedimentos y agua en los hidrocarburos producidos para determinar problemas asociados al tiempo de producción o la integridad mecánica del pozo.
- **Registros de saturación remanente:** Este tipo de registro proveerá información que permitirá determinar la saturación remanente de las zonas actualmente productoras, monitorear el volumen drenado del yacimiento e identificar áreas no drenadas con potencial.
- **Registro de producción:** En pozos con dos o más intervalos productores y abiertos, el registro proveerá información respecto al comportamiento de fluidos en el pozo, determinación de zonas productoras o receptoras de fluidos y la determinación del potencial productor de las distintas zonas presentes en el yacimiento.

De acuerdo con los resultados obtenidos durante el la ejecución del Programa, el Contratista propone una lista de candidatos para efectuar Reparaciones en pozos cerrados del Área Contractual, de la cual estará en posibilidad de obtener información valiosa. Los pozos candidatos se muestran a continuación:

Pozo	Formación	Reparación
Vernet-27*	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-10*	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-15*	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-45	Belem / Zargazal	Cambio de intervalo
Vernet-297	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-33	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-47	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-260	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-32	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-43	Belem / Zargazal	Cambio de intervalo
Vernet-16*	Belem	Cambio de intervalo
Vernet-25*	Belem	Redisparo

*Condicionadas a mayor detalle del modelo estático

Tabla 8 - Pozos candidatos para la realización de Reparaciones
(Fuente: Contratista)

La factibilidad de la realización de reparaciones se encuentra condicionada principalmente a la evaluación de las condiciones mecánicas de los pozos además de la valoración del potencial de reactivación (por ejemplo, la respuesta del registro de saturación remanente).

La realización de las actividades resulta adecuada para que el Contratista continúe conociendo más a detalle el estado y potencial de los pozos, así como los yacimientos del Área, tanto en los intervalos activos como en los que se encuentran cerrados.

III.6 Pronóstico de Producción

Para realizar los pronósticos de producción asociados a la actualización y la extensión de la vigencia al Programa, el Contratista utilizó nuevamente como herramienta el análisis de curvas de declinación.

El Contratista eligió aquellos pozos con posibilidad de apertura, así como ejecución de RMA's y RME's por yacimiento para los campos Cafeto y Vernet.

La metodología empleada por el contratista para la elaboración de los pronósticos de producción se fundamenta en un análisis multidisciplinario que contempla la correlación de estudios petrofísicos, la revisión de historiales por pozo, así como análisis de operaciones realizadas a estos.

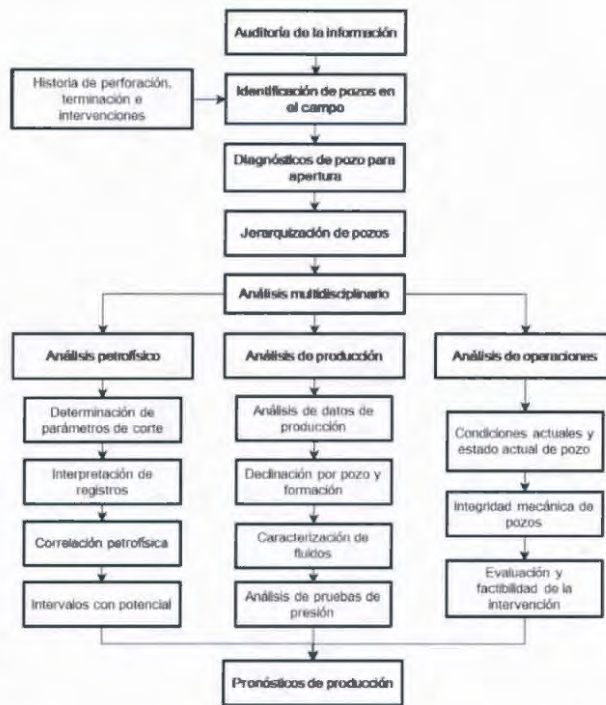


Figura 5.- Metodología de trabajo del Contratista para identificar pozos con oportunidades de apertura e intervención y obtener Pronósticos de producción.
(Fuente: Contratista)

El Contratista obtuvo un pronóstico de producción anual por campo, el cual se muestra en la siguiente tabla, para su posterior aplicación a cada pozo identificado con oportunidades.

Campo	Di anual [%]
Cafeto	30.60
Vernet	25.90

Tabla 9.- Valores de Declinación exponencial por campo.
(Fuente: Contratista)

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

El Contratista estima su pronóstico de producción teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Realización de al menos siete reparaciones mayores que contemplan cambio de intervalos o re-disparos en intervalos ya probados. Adicionalmente, tiene visualizada la posibilidad de realizar cinco reparaciones adicionales.
- Ejecución de actividades de optimización en la red de superficie para efectos de transporte y separación de fluidos.
- Obtención de información para mejorar la certidumbre en: niveles de presión, cuantificación de daño a la formación, validación de condiciones de productividad, condiciones de presión de fondo fluyente para la construcción de modelos de pozos, registros de producción y registros de saturación remanente de hidrocarburos.

A continuación, se presenta la comparación de la producción de aceite y gas real, la producción de aceite y gas aprobada durante el Programa Provisional y el pronóstico de producción contemplado para un periodo de 14 meses a partir del mes de octubre de 2018, en el que se considera la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual:

Aceite	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18
Qo - Histórico Real [bpd]	106.9	94.4	75.9	80.9	88.4	121.4	167.4	233.8	264.4			
Qo - Histórico Programa Provisional Aprobado [bpd]	113.9	111.5	109.1	106.8	104.5	102.3	100.1	98.0	95.9	93.9	91.9	90.0
Qo - Actualización & Extensión al Programa Provisional [bpd]											312.3	340.8
Acumulado - Histórico Real [mb]	3.3	6.1	8.4	10.9	13.6	17.3	22.4	29.5	37.5			
Acumulado - Histórico Programa Provisional Aprobado [mb]	3.5	6.9	10.2	13.4	16.6	19.7	22.8	25.7	28.7	31.5	34.3	37.1
Acumulado - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mb]									37.5	37.5	47.0	57.4

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

Aceite	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19
Qo - Histórico Real [bpd]												
Qo - Histórico Programa Provisional Aprobado [bpd]												
Qo - Actualización & Extensión al Programa Provisional [bpd]	451.2	516.2	595.9	584.5	613.2	671.6	747.8	733.6	719.8	706.1	692.8	679.7
Acumulado - Histórico Real [mb]												
Acumulado - Histórico Programa Provisional Aprobado [mb]												
Acumulado - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mb]	71.1	86.8	104.9	122.7	141.4	161.8	184.5	206.9	228.7	250.2	271.3	292.0

Tabla 10.- Perfiles comparativos de producción de aceite durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual. Continuación
(Fuente: CNH con información del Contratista).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom right and several smaller ones above it.

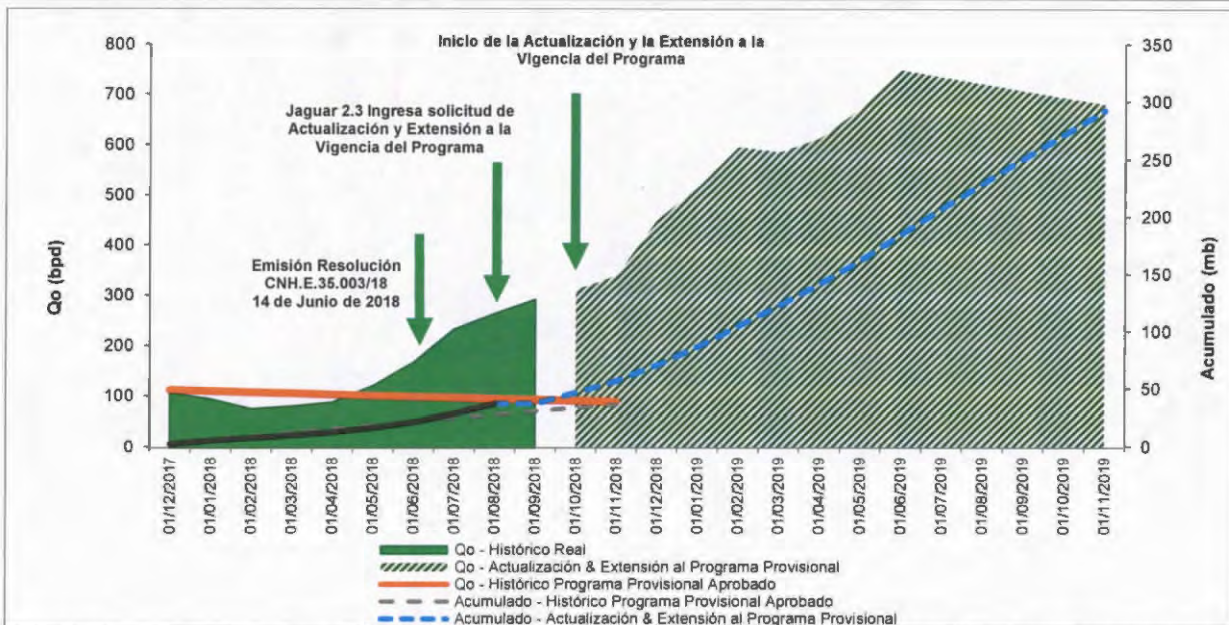


Figura 6.- Perfiles comparativos de producción de aceite durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual
(Fuente: CNH con información del Contratista)

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
Qg - Histórico Real [mpcd]	500.00	416.00	283.00	172.00	240.00	224.00	75.00	162.00	371.00			
Qg - Histórico Programa Provisional Aprobado [mpcd]	568.57	553.84	539.50	525.54	511.96	498.75	485.88	473.37	461.19	449.33	437.79	426.56
Qg - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mpcd]											195.72	207.46
Acumulado - Histórico Real [mmpc]	15.21	27.86	36.47	41.70	49.00	55.81	58.10	63.02	74.31			
Acumulado - Histórico Programa Provisional Aprobado [mmpc]	17.29	34.14	50.55	66.53	82.11	97.28	112.06	126.45	140.48	154.15	167.47	180.44
Acumulado - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mmpc]									74.31	74.31	80.26	86.57

Tabla 11.- Perfiles comparativos de producción de gas durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Gas	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19
Qg - Histórico Real [mpcd]												
Qg - Histórico Programa Provisional Aprobado [mpcd]												
Qg - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mpcd]	258.27	300.31	349.33	342.66	346.11	376.54	387.35	379.96	372.71	365.60	358.63	351.80
Acumulado - Histórico Real [mmpc]												
Acumulado - Histórico Programa Provisional Aprobado [mmpc]												
Acumulado - Actualización & Extensión al Programa Provisional [mmpc]	94.43	103.56	114.19	124.61	135.14	146.59	158.37	169.93	181.27	192.39	203.29	213.99

Tabla 11.- Perfiles comparativos de producción de gas durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual. Continuación
(Fuente: CNH con información del Contratista)

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

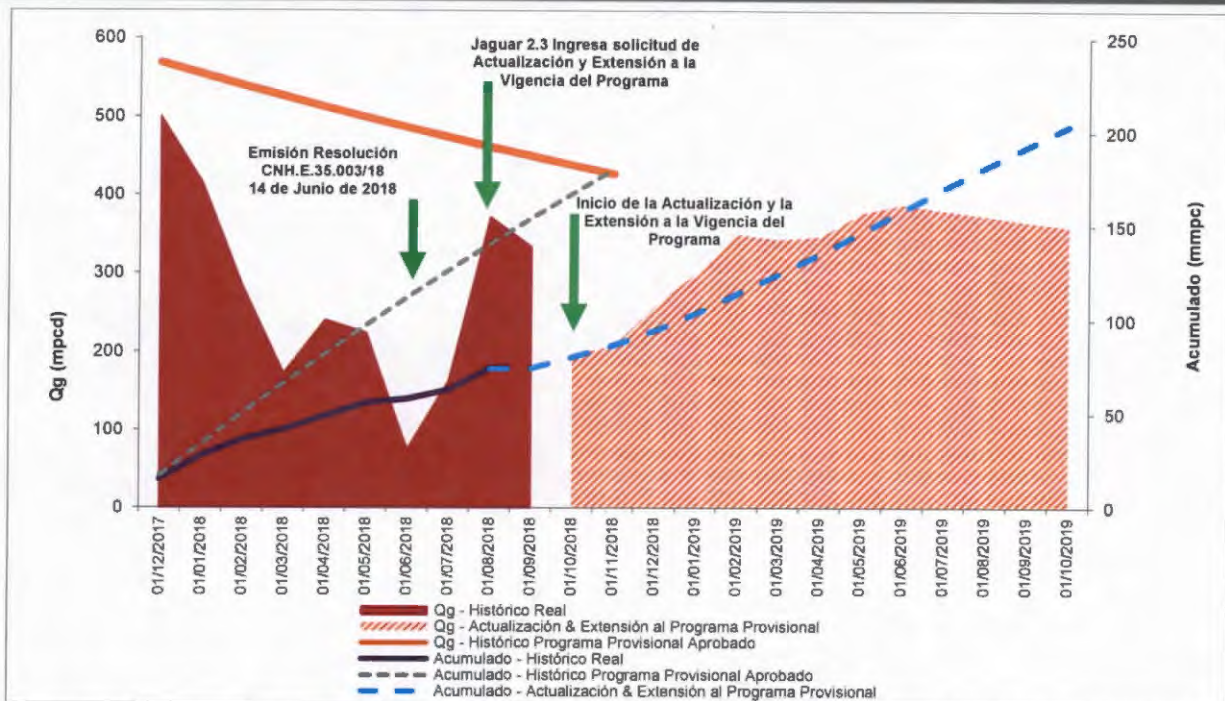


Figura 7.- Perfiles comparativos de producción de gas durante la ejecución del Programa Provisional, así como la actualización y la extensión a la vigencia del Programa, para el Área Contractual (Fuente: CNH con información del Contratista).

Derivado de los pronósticos de producción presentados por el Contratista para la actualización y extensión del Programa (octubre de 2018 a diciembre de 2019), pronostica la recuperación de 254.46 mb de aceite y 139.66 mmcp de gas.

III.7 Medición de Hidrocarburos

La capacidad de procesamiento y distribución instalada del Área Contractual está asociada a la Batería de Separación Vernet, la cual puede manejar hasta 2,200 bpd en superficie, teniéndose actualmente producciones de 300 bpd y pronósticos de producción de aceite máximos incluidos como se mostró anteriormente de hasta 711 bpd, por lo que se puede concluir que la infraestructura instalada en Batería Vernet es suficiente para el manejo del aceite.

El Punto de Medición Provisional para la medición de hidrocarburos en el Área Contractual se ubica a la entrada de la Batería Vernet y la Batería de separación Cafeto.

El Punto de Medición Provisional de hidrocarburos en el Área Contractual se mantendrá sin cambios respecto a lo aprobado mediante Resolución CNH.E.65.014/17, con fecha 7 de diciembre de 2017, hasta la finalización de la vigencia del Programa Provisional.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

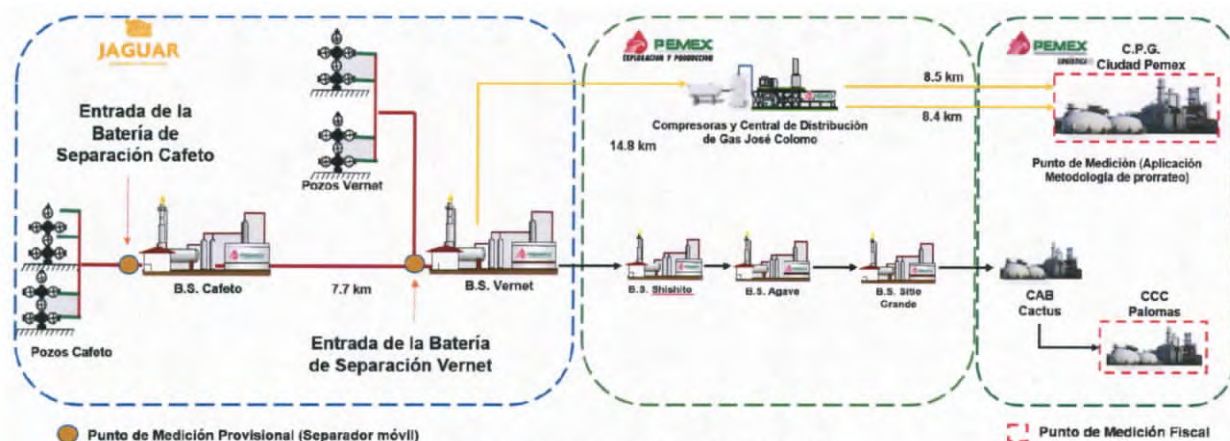


Figura 8 - Flujo simplificado del manejo de producción.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

El procedimiento de medición de hidrocarburos en el Área Contractual se llevará a cabo conforme a lo establecido en el Contrato de Compra-Venta entre el comercializador de hidrocarburos actual (PEP) y Contratista, celebrado en diciembre de 2017.

III.8 Comercialización de Hidrocarburos

Derivado del análisis a la Solicitud, se advierte que la comercialización de los Hidrocarburos del Área Contractual continua bajo el esquema aprobado en la Resolución CNH.E.65.013/17 del 7 de diciembre de 2017.

III.9 Análisis Económico¹

La evaluación económica de la actualización y la extensión a la vigencia del Programa² considera los siguientes conceptos:

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

Originalmente el Presupuesto asociado al Programa (presupuesto vigente aprobado) consideraba un monto de inversión por \$3,396,390.49 dólares americanos (usd), distribuido entre diciembre de 2017 y noviembre de 2018. De ese total, aproximadamente el 6.42% (equivalente a \$218,124.17 usd) estaba considerado a erogarse entre octubre y noviembre del 2018.

Por otra parte, el presupuesto actualizado presentado por el Contratista asciende a \$5,936,381.84 usd, mismo que sería erogado entre octubre de 2018 y noviembre de 2019. Según lo manifestado por el Contratista, el presupuesto actualizado sustituirá al presupuesto vigente, una vez aprobada actualización y la extensión a la vigencia del Programa.

Con base en lo anterior, la DGEEE³ realizó un comparativo entre ambos presupuestos (vigente aprobado y actualizado) para los meses de octubre y noviembre de 2018; los resultados se muestran en la figura 9 y tabla 12. Del comparativo se observa que, para los meses octubre-noviembre 2018, el presupuesto incrementaría 1766.35% y 73.37%, respectivamente. Los incrementos por Sub-Actividad petrolera derivan de actividades que no estaban contempladas en el Programa aprobado, principalmente por la ejecución de pruebas de producción e intervención a pozos.

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018 considerando el INPP de Estados Unidos a agosto de 2018. Lo anterior, con el fin de poder realizar los comparativos correspondientes.

² Conforme al CONSIDERANDO SÉPTIMO del ACUERDO General CNH.E.35.003/18 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de agosto de 2018.

³ Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

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

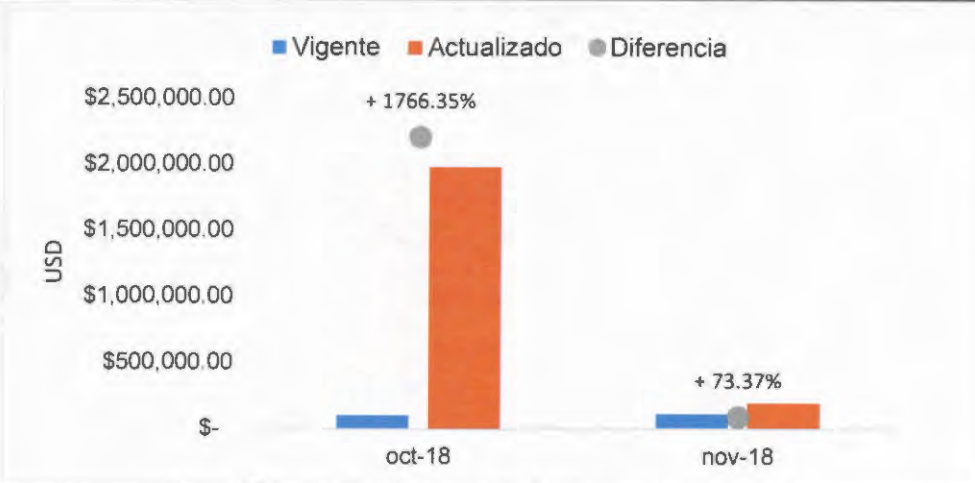


Figura 9.- Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto actualizado.
(Fuente: CNH con información del Contratista).

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	oct-18		nov-18	
		Vigente	Actualizado	Vigente	Actualizado
Producción	General	\$82,329.79	\$826,087.04	\$82,329.79	\$136,015.00
	Pruebas de Producción	\$0.00	\$32,600.00	\$0.00	\$32,600.00
	Construcción de Instalaciones	\$20,682.63	\$27,000.00	\$20,682.63	\$18,000.00
	Intervención de Pozos	\$0.00	\$1,064,811.55	\$0.00	\$3,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$3,205.81	\$31,900.00	\$8,893.01	\$4,400.00
Total (usd)		\$106,218.22	\$1,982,398.59	\$111,905.95	\$194,015.00

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 12.- Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en Dólares de los EE. UU.)
(Fuente: CNH con información del Contratista).

b) Descripción de los montos de Inversión y Gastos Operativos para la actualización y la extensión a la vigencia del Programa

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

Entre las actividades principales, el Contratista propone realizar actividades de mantenimiento operativo de los pozos, toma de información, estudios de integridad mecánica, evaluación de condiciones de superficie en pozos cerrados y la realización de reparaciones mayores en pozos con oportunidades, estas actividades permitirán dar continuidad operativa a las actividades de extracción del área contractual. El presupuesto para llevar a cabo las actividades contempladas en la actualización asciende a \$5,936,381.84 usd (\$2,126,000.00 usd corresponden a inversión y \$3,810,381.84 usd corresponden a gastos de operación). Dicho presupuesto se distribuye conforme a la figura 10 y tabla 13, a continuación:

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

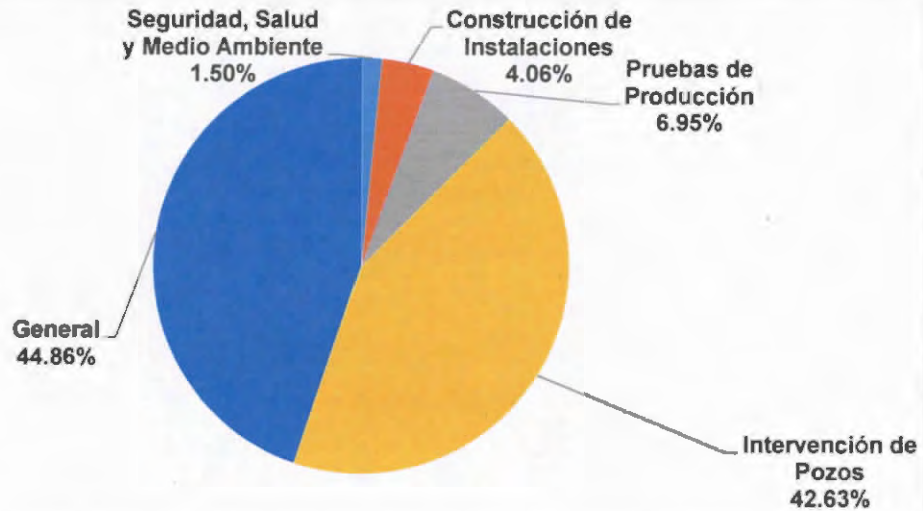


Figura 10.- Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera: Producción (Total \$5.94 millones de dólares de los EE. UU.)
(Fuente: CNH con información del Contratista).

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2018 ²	2019 ³	Total ¹
Producción	General	\$1,148,893.04	\$1,514,177.25	\$2,663,070.29
	Pruebas de Producción	\$105,800.00	\$306,600.00	\$412,400.00
	Construcción de Instalaciones	\$63,000.00	\$178,000.00	\$241,000.00
	Intervención de Pozos	\$1,452,811.55	\$1,078,000.00	\$2,530,811.55
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$40,700.00	\$48,400.00	\$89,100.00
Total (usd)		\$2,811,204.59	\$3,125,177.25	\$5,936,381.84

1. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
2. Considera de octubre a diciembre del año 2018.
3. Considera de enero a noviembre del año 2019.

Tabla 13.- Distribución del Presupuesto por Sub-actividad Petrolera Producción (Montos en Dólares de los EE. UU.)
(Fuente: CNH con información del Contratista).

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización y la extensión a la vigencia del Programa

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

777

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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 durante la actualización y extensión a la vigencia del Programa. De acuerdo con las actividades e inversiones para el Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la tabla 14, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño previstos en el Anexo VI, numeral 2, apartado II.9 Indicadores clave de desempeño en los Planes Provisionales de los Lineamientos.

Característica	Producción	Gasto de operación	Desarrollo de reservas
Meta	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de producción real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{real}} \times 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \times 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \times 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral	Trimestral

Tabla 14.- Indicadores de desempeño (Fuente: Contratista).

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0958/2018 de fecha 22 de agosto de 2018, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la ASEA (en adelante DGGEERC), informó que el Contratista, cuenta con Autorización a su Sistema de Administración Número ASEA-JAE17304C/AI1917.

Para efectos de que las actividades planteadas por el Contratista puedan encontrarse amparadas, en la Autorización No. ASEA-JAE17304C/AI1917 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1283/2017, de fecha 11 de diciembre del 2017. Con el fin de que puedan realizarse las actividades planteadas para la actualización y extensión a la vigencia del Programa, el Contratista deberá realizar ante la ASEA lo siguiente:

- Presentar en la ASEA el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican."
- El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la actualización y extensión a la vigencia del Programa.
- Previo a que la ASEA se pronuncie respecto modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, resulta necesario contar con el Dictamen técnico aprobado de la actualización y extensión a la vigencia del Programa asociado al Contrato.

VI. Términos en los que es Aprobada la Actualización del Programa Provisional y Métricas de Evaluación del mismo.

VI.1 Consideraciones

La actualización y la extensión a la vigencia del Programa resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es 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%, con lo que se da cumplimiento al artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

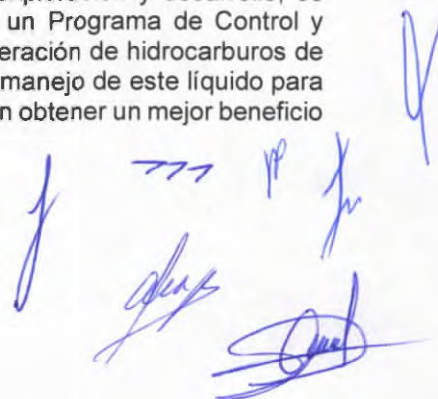
VI.1.1 Cumplimiento de la Cláusula 4.1 del Contrato, así como el artículo 24 y Anexo VI de los Lineamientos.

La actualización y la extensión a la vigencia del Programa presentado tiene por objeto el garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción en el Área Contractual, así como también dar cumplimiento con los artículos 8 y 42 de los LTMMH.

VI.2 Recomendaciones

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

- Los dos campos petroleros en el Área Contractual son Cafeto, y Vernet, la Comisión recomienda continuar evaluando los resultados de los estudios y toma de información en los pozos, así como considerar la implementación de tecnologías que permitan seguir recuperando la reserva remanente.
- Para la actualización y extensión a la vigencia del Programa Provisional el Contratista solo visualiza la producción de yacimientos de aceite y la reapertura de pozos del campo Vernet; históricamente el Área Contractual también ha producido gas y condensado cuando en su momento los yacimientos fueron administrados por PEP, antiguo operador, por lo que el Contratista deberá indicar a la Comisión qué acciones llevará a cabo para el manejo y comercialización de condensados para el Plan de Desarrollo, así como las acciones a realizar para obtener producción de hidrocarburos en el campo Cafeto, ya que actualmente solo hay un pozo abierto en dicho campo que produce cerca de 16 bpd.
- Debido a los antecedentes que describe respecto a las etapas de exploración y desarrollo, se exhorta a que considere de manera preventiva, la visualización de un Programa de Control y manejo de esta agua con la intención de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de cada campo a largo plazo, por lo que deberá incluir la descripción del manejo de este líquido para el Plan de Desarrollo, así como identificar oportunidades que le permitan obtener un mejor beneficio económico tanto para el propio Contratista como para el estado.



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 la actualización y la extensión a la vigencia del Programa Provisional asociado al Área Contractual 9 Cuencas del Sureste 1 del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como la Cláusula 4.1 del Contrato en relación con el artículo 24, el Anexo VI de los Lineamientos y el artículo 42 de los LTMMH, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es obtener información de los pozos ubicados dentro de dicha Área así como las instalaciones existentes en ella.

Aunado a lo anterior, se considera necesario señalar que hasta hace un año solo se tenían 3 pozos operando dentro del Área Contractual, para la actualización y la extensión a la vigencia del Programa se considera la reapertura de más pozos, por lo que, de conseguir el objetivo, el Contratista estaría operando hasta 16 pozos que le permitirán obtener un volumen acumulado de **254.46 mb de aceite** y un volumen acumulado de **139.66 mmpc de gas**, para incrementar el **factor de recuperación de aceite en 0.31 %** y el **factor de recuperación de gas en 0.009 %**, asociado a un costo que incluye inversión y gastos de operación por **\$ 5.94 mmusd, durante un periodo de 14 meses, contados de octubre de 2018 hasta la vigencia final del Programa Provisional que culmina en noviembre de 2019.**

Con las Actividades Petroleras propuestas por el Contratista en la actualización y la extensión a la vigencia del Programa de mérito, **se promueven las actividades de Extracción** de hidrocarburos del país, dado que el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades, el Contratista tendrá información técnica que permita plantear posteriormente un esquema de evaluación y desarrollo del Área Contractual.

Respecto al contenido sobre la actualización y la extensión a la vigencia del Programa Provisional, el mismo fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología empleada previamente, la cual se adecua técnicamente a las condiciones del Área Contractual, siendo que ésta permitirá asegurar una continuidad operativa y de producción, por lo que se concluye que **se está utilizando la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos**, tomando en consideración lo señalado con antelación.

Se estima que la estrategia a realizar presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones y gastos operativos 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 Contratista pretende un aprovechamiento del 100% del gas producido, dado que lo comercializará en su totalidad a PEP.

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 cuenta con un Punto de Medición Provisional aprobado mediante Resolución CNH.E.65.014/17

Conforme a las Resoluciones, se requiere que los Contratistas contemplen un plazo de 180 días naturales previos a la conclusión de la vigencia de los Programas Provisionales, para que remitan su propuesta de Plan de Desarrollo. Lo anterior, a fin de dar continuidad a las actividades de Extracción una vez que concluya la vigencia del Programa Provisional, tomando en cuenta los plazos previstos en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y las disposiciones aplicables de los Lineamientos.

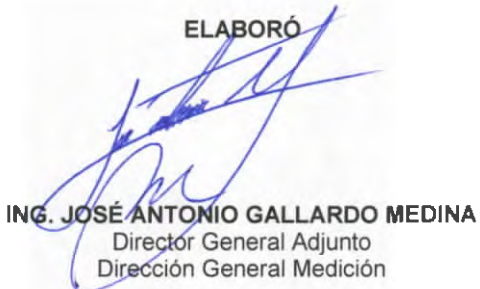
Se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación a la actualización y extensión a la vigencia del Programa Provisional, en el que se consideran los 2 meses de actualización correspondientes a octubre y noviembre de 2018 y la extensión a la vigencia del Programa, la cual es por 12 meses más a partir de la conclusión del Programa Provisional, es decir, la extensión del Programa Provisional comenzara una vez que hayan transcurrido 12 meses a meses a partir del vencimiento del Programa Provisional vigente aprobado por Resolución CNH.E.65.013/17 del 7 diciembre de 2017.

ELABORÓ



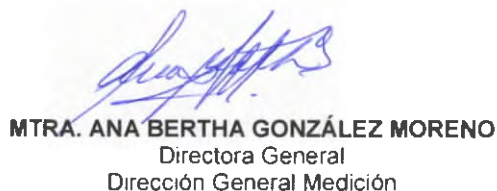
ING. ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA
Director General Adjunto
Dirección General Medición

REVISÓ



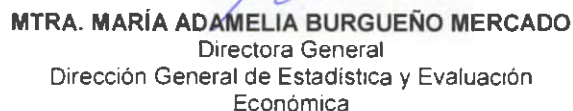
MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General Medición

ELABORÓ



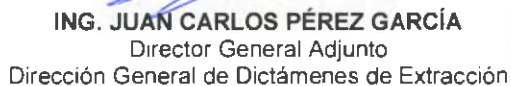
MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ



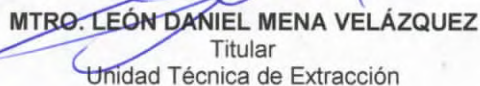
MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO
Directora General
Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ



ING. JUAN CARLOS 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 del Programa Provisional del Área Contractual 9 Cuencas del Sureste 1 del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017.