



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A12/2015

Dictamen Técnico Modificación del Plan de
Evaluación del Área Contractual 12 Mareógrafo

Contratista: Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

Two handwritten signatures in blue ink. The one on the left is a cursive signature, and the one on the right is a large, stylized 'C'.

Septiembre 2018

A collection of handwritten marks in blue ink, including the initials 'J 20 M', 'STR', and '777', along with a vertical signature at the bottom.

Contenido

CONTENIDO.....	2
I. GENERALIDADES DEL CONTRATO	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PLAN	7
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos.....	7
b) Comparativa, Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Evaluación.....	7
c) Objetivo	9
d) Alcance.....	9
e) Actividades físicas.....	9
f) Perforación de Pozos.....	10
g) Reparación de pozos	11
h) Intervalos de evaluación en los pozos perforados o a perforar.....	11
i) Toma de información.....	11
j) Pronósticos de producción	14
k) Inversiones y gastos de operación.....	14
l) Mecanismos de medición	16
m) Comercialización de hidrocarburos.....	16
n) Aprovechamiento de gas.....	16
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	17
VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	19
VII. CONTENIDO NACIONAL	20
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....	21

I. Generalidades del Contrato

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo, DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veintiséis Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Consorcio Manufacturero Mexicano, S. A. de C. V. (Licitante Ganador), resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 12, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 34.25% y 100% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (PMT).

El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF 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, los Lineamientos).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 12 al Licitante Ganador.

En atención a lo dispuesto en el numeral 22.3 de la Sección III de las Bases de Licitación, el Licitante Ganador constituyó la sociedad de propósito específico denominada Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. (Contratista) con el objeto de que esta última suscribiera el Contrato CNH-R01-L03-A12/2015 (Contrato) mismo que, suscribieron el 10 de mayo de 2016 (en adelante Fecha Efectiva).

La vigencia del Contrato es de 25 años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 7 de septiembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (en adelante Plan) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan.

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión, celebrada el 10 de octubre de 2016, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.54.001/16 (Resolución), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. El 6 de abril de 2017, mediante la Resolución CNH.E.11.006/17 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó el Plan de Evaluación correspondiente al Área Contractual Mareógrafo.

Asimismo, dentro del Contrato se prevé un Periodo de Evaluación que iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación, durante el mismo el Contratista estará obligado a concluir, al menos, el PMT establecido en el Contrato durante el Periodo Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al PMT por otras 4,600 UT.

De conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato el Contratista solicitó el Periodo Adicional de Evaluación el 13 de marzo de 2018, mediante el escrito MAR-CNH-UATAC-017.2018, y fue aprobado por la Comisión

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "C", "M", "RC", and "FTR 777"]

el 25 de abril de 2018 mediante el oficio 260.516/2018, por lo que de conformidad con la misma Cláusula deberá de realizar 4,000 UT adicionales, equivalentes a la perforación de un pozo, debiendo acreditar un total de 13,200 UT a lo largo del Periodo de Evaluación.

El 16 de mayo el Contratista presentó la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación (Modificación), que incluye las actividades de Evaluación del Área Contractual Mareógrafo, misma que se analizará en el presente documento.

Antecedentes del Área Contractual

La Tabla 1 muestra las generalidades del Área Contractual Mareógrafo, la cual se ubica al Norte de la República Mexicana, como se muestra en la Fig.1. El Área Contractual se ubica en el municipio de China del estado de Nuevo León, aproximadamente a 104 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas; geológicamente se encuentra dentro de la cuenca de Burgos. Dentro de los límites establecidos para el Área Contractual Mareógrafo se tienen 12 pozos perforados de los cuales 9 se encuentran produciendo actualmente, 1 está cerrado con posibilidades y 2 taponados sin posibilidades. Actualmente el Contratista cuenta con un Plan de Desarrollo con vigencia de 24 meses, aprobado el 6 de abril de 2017, mediante la resolución CNH.E.11.007/17.

Nombre	Mareógrafo
Estado y Municipios	China, Nuevo León
Área Contractual	29.846 km ²
Fecha Efectiva	10 de mayo de 2016
Vigencia	25 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Contratista	Grupo Mareógrafo S.A. de C.V.
Profundidad Media para Exploración y Extracción	Sin restricción

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

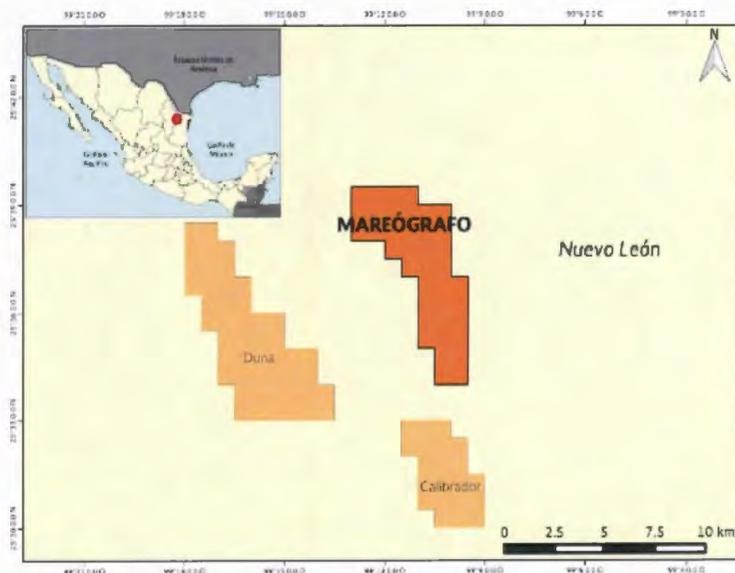


Fig. 1. Ubicación del Área Contractual. (Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "FTR", "M", "777", "RC", and several illegible signatures.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

En la Figura 2, se observan la relación cronológica del proceso de evaluación respecto de la solicitud de modificación.

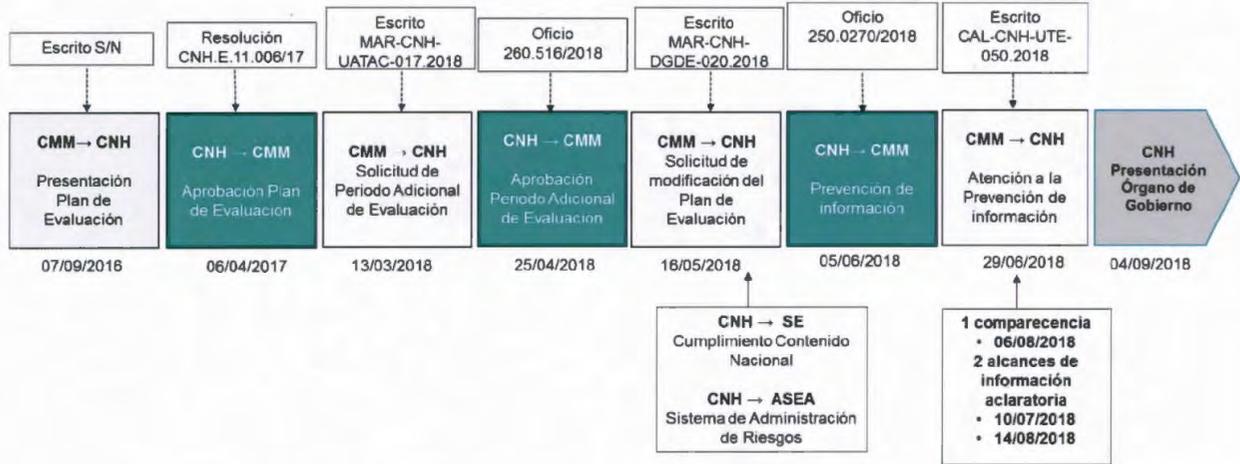


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la modificación al Plan de Evaluación (Fuente: Comisión).

Handwritten notes and signatures:

RC M

FTR

777

(Several illegible signatures and initials are present)

III. Criterios de Evaluación utilizados

La Modificación presentada por el Contratista se presentó conforme a los términos previstos en las Cláusulas 4.1, 4.2, 4.3 y Anexos 6 y 7 del Contrato, Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos.

Para la evaluación técnica de la viabilidad, de conformidad a los Criterios Generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015., emitidos por la Comisión el 10 de octubre de 2016 por resolución CNH.E.54.001/16, del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Evaluación, se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Evaluación cumplen con las bases establecidas en el artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, lo anterior se corrobora con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0088/2018, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

[Handwritten notes and signatures in blue ink]
d rc M 777
FTR
[Signature] *[Signature]*

IV. Análisis y Evaluación de los Elementos de la Propuesta de Modificación del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos

El Campo Mareógrafo geológicamente se encuentra en la Cuenca de Burgos, fue descubierto en 2008 con la perforación de pozo Mareógrafo-1, este campo está clasificado como productor de gas seco en areniscas compactas de la formación Midway del Paleoceno.

La Tabla 2 muestra características del campo Mareógrafo.

Características Generales	Mareógrafo
Área de Evaluación	29.846 km ²
Pozo descubridor	Mareografo-1
Fecha de descubrimiento	2008
Formación productora	Paleoceno Midway (PM)
Tipo de hidrocarburo	Gas seco
Profundidad promedio de las formaciones productoras	3,080 metros

Tabla 2. Características generales del Campo
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

b) Comparativa, Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Evaluación

Para el Periodo Inicial de Evaluación la Comisión le aprobó al Contratista la perforación de 2 pozos, sin embargo, el Contratista no obtuvo la autorización del estudio de la MIA por parte de la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante ASEA o Agencia), por lo que no pudo llevar a cabo la perforación de los pozos propuestos.

No obstante lo anterior, el Contratista, llevó a cabo la interpretación de la información sísmica 3D del Área Contractual, realizó los modelos estático y dinámico de la arena PM-18, así como 2 reparaciones menores.

El compromiso Contractual durante el Periodo Inicial de Evaluación era el cumplimiento de 9,200 Unidades de Trabajo, de las cuales; 4,600 representan el PMT y 4,600 el Incremento a éste al 100%, en el Periodo de Evaluación Inicial (1) Año, con la extensión del Periodo Adicional de Evaluación, el compromiso es ejecutar adicionalmente 4,000 Unidades de Trabajo, en un periodo adicional de un (1) Año, comprometiéndose un total de 13,200 Unidades de Trabajo a ejecutar. Sin menoscabo de lo anterior, a través del oficio 260.509/2018, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC) de esta Comisión, acreditó 30 UT correspondientes a actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, por lo cual, el Contratista debe cumplir con al menos 13,170 UT durante el Periodo Adicional de Evaluación. La solicitud de Modificación del Plan de Evaluación presentada por el Contratista contempla la ejecución de actividades que podrían acreditar hasta 20,670 UT.

A partir de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, el Contratista pudo determinar que existen 3 arenas de la formación PM que son de su interés, así como establecer que se encuentran en bloques separados por fallas y que no existe comunicación hidráulica entre ellas, por lo que considera a cada una de las arenas como yacimientos independientes.

Derivado de lo anterior el Contratista mantiene como objetivo principal evaluar el potencial del yacimiento PM-18 y modifica el objetivo secundario de los pozos a perforar para evaluar también los yacimiento PM-9 y PM-15, asimismo evaluará el yacimiento PM-15 añadiendo reparaciones mayores a las actividades de evaluación, y plantea optimizar la producción de los pozos mediante reparaciones menores, asimismo plantea realizar toma de información en los pozos a perforar con la finalidad de generar modelos estáticos y dinámicos para los yacimientos de interés, que le sirvan como herramientas para estimar las reservas

remanentes del Área Contractual y poder establecer la estrategia de extracción que le permita explotar el campo, maximizando su valor.

A continuación, se presenta un comparativo del programa de actividades y presupuesto aprobados para el Periodo Inicial de Evaluación, contra la propuesta de la presente Modificación en la Tabla 3.

PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO								
Actividades	Unidad	Original (Aprobado)			Unidades de Trabajo (UT) Acreditadas	Modificado (Propuesto)		
		Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)		Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)
Perforación de Pozos	Por pozo	2	4,000	8,000		2	4,000	8,000
Reparación mayor	Por reparación	0	800	0		3	800	2,400
Reparación menor	Por reparación	2	400	800		8	400	3,200
Actualización modelo estático	Unitario	1	300	300		2	300	600
Actualización modelo dinámico	Unitario	1	300	300		2	300	600
Interpretación sísmica 3D	Por Área Contractual	1	30	30	30	0	30	0
Estudio PVT	Unitario	2	10	20		25	10	250
Análisis de agua de formación	Unitario	2	10	20		2	10	20
Estudio de núcleos*	Unitario	4	25	100		224	25	5,600
			Total	9,570			Total	20,670

*Núcleos de pared

Sub-actividad	Original Aprobado (USD)	Modificado Propuesto (USD)
General	120,000	168,000
Geofísica	64,813	138,402
Geología	63,000	2,361,250
Pruebas de Producción	106,036	1,465,000
Ingeniería de Yacimientos	101,009	1,261,200
Otras Ingenierías	102,621	109,568
Perforación de Pozos	7,628,485	8,328,275
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	194,440	42,464
Inversión Total (USD)	8,380,404	13,874,158

Tabla 3. Comparativo de Actividades y presupuesto del Plan Original vs la Modificación propuesta. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Handwritten notes and signatures:
 FTR
 RC
 M
 777
 [Signatures]

c) Objetivo

El objetivo de la Modificación presentada se mantiene en conocer el potencial remanente de hidrocarburos del Área Contractual, así como determinar la estrategia de extracción que permita maximizar el valor económico de los hidrocarburos y que sirva de base para la elaboración de un futuro Plan de Desarrollo.

d) Alcance

La Modificación presentada incluye la reprogramación de la actividad física no realizada durante el Periodo Inicial de Evaluación, así como el incremento de toma de información y caracterización de yacimientos con la finalidad de solventar la falta de conocimiento de los yacimientos del Área Contractual, para ello el Contratista perforará 2 pozos, realizará 3 reparaciones mayores y 8 menores, generará 2 modelos estáticos y 2 dinámicos, realizará 2 interpretaciones de sísmica 3D, 25 estudios PVT, 14 análisis de agua de formación y 224 estudios de núcleos, 15 pruebas de producción y 3 cálculos de reservas y estimaciones de producción, para llevar a cabo las actividades mencionadas el Contratista contempla un presupuesto de 13.8 millones de dólares, durante el Periodo Adicional de Evaluación.

e) Actividades físicas

El Contratista presentó la propuesta para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de Hidrocarburos en el Área Contractual, para lo cual perforará 2 pozos, realizará 3 reparaciones mayores y 8 menores, generará 2 modelos estáticos y 2 dinámicos, realizará 2 interpretaciones de sísmica 3D, 25 estudios PVT, 14 análisis de agua de formación y 224 estudios de núcleos, 15 pruebas de producción y 3 cálculos de reservas y estimaciones de producción, además de otras actividades como se muestra en la Figura 3.

Con respecto a las actividades propuestas, el Contratista solo podrá acreditar UT, por las actividades ejecutadas durante el Periodo de Evaluación, de conformidad con el Anexo 6 del Contrato.

Tarea	2018								2019			
	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
Interpretación 3D					1	1						
Modelo Estático						1	1					
Estudios petrofísicos.					112						112	
Análisis geoquímicos de muestras.				10	2					1	1	
Reparación Menor				2	4	2						
Reparación Mayor					1					1	1	
Realización de pruebas de producción				4	6	2				1	2	
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.								1		1	1	
Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).					10					5	10	
Modelo Dinámico							1	1				
Diseño de ductos.				1		1						
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.				1					1			
Servicios de perforación de Pozos.				1						1		
Terminación de Pozos.					1						1	

Figura 3. Actividades propuestas en el Plan de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Handwritten notes and signatures:
 C
 J
 777
 RC
 FTR
 M

En atención a la aprobación de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades en comento dentro de los diez días siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea consistente con la fecha de aprobación.

f) Perforación de Pozos

Derivado de la actualización de la actualización de los modelos estático y dinámico en el yacimiento P-18, el Contratista modificó la ubicación de los 2 pozos a perforar como parte de las actividades de evaluación del Área Contractual.

Los incluidos en el Plan aprobado tenían como objetivo extraer el volumen de gas de la arena PM-18, en la Modificación presentada se mantiene como objetivo la arena PM-18 y añaden como objetivos secundarios a las arenas PM-9 y PM-15, ya que se espera atravesar ambas arenas durante la perforación de los 2 pozos propuestos.

Durante la perforación de los pozos se pretende evaluar las arenas PM-9 y PM-15 mediante la toma de información y posteriormente poner a producir la arena PM-18. La ubicación se muestra en la Tabla 4.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA WGS 84			Tipo	Profundidad (mv)	Profundidad (md)
NOMBRE	LATITUD	LONGITUD			
MAREOGRAFO 200DES	25°34'54.76903" N	99°10'03.19769" W	S	3055	3072
MAREOGRAFO 201DES	25°35'06.06349" N	99°09'56.21285" W	Vertical	3055	3055

Tabla 4. Coordenadas de los pozos propuestos (Fuente: Comisión con información del Contratista)

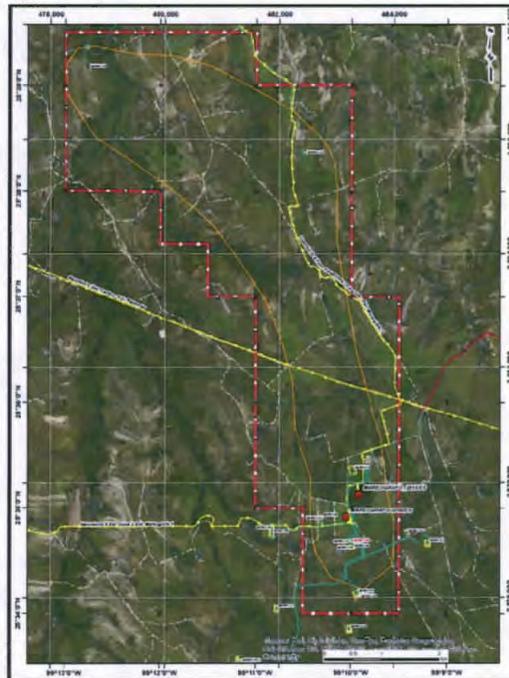


Figura 3 Ubicación de los pozos de evaluación a perforar

Es importante señalar que previo a la perforación de los pozos propuestos, el Contratista deberá obtener los permisos o autorizaciones de otras autoridades competentes que dicte la Normatividad Aplicable atendiendo a sus requisitos y procedimientos específicos además dar aviso a la Comisión de la perforación.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the letters 'RC', 'M', and 'FTT']

g) Reparación de pozos

Con respecto a la reparación de pozos el Plan aprobado no contemplaba la realización de reparaciones mayores y contemplaba la realización de 2 reparaciones menores, las cuales fueron realizadas por el Contratista durante el Periodo Inicial de Evaluación.

Derivado de la actualización de los modelos estático y dinámico del yacimiento PM-18, en la presente Modificación el Contratista plantea realizar 3 reparaciones mayores y 8 reparaciones menores.

Se realizarán 3 reparaciones mayores con el objetivo de evaluar los yacimientos PM-9 y PM-15, cambiando de intervalo productor, y posteriormente realizando fracturamiento hidráulico. Las RMA se muestran en la Tabla 5.

NOMBRE	Pozo	Intervalo propuesto (m)	Yacimiento	Qg esperado (mmpcd)
RMA 1	Mareógrafo-104	2563-2567	PM-15	1.40
RMA-2	Mareógrafo-100	2574-2579; 2592-2594; 2634-2637*	PM-9	0.35
RMA-3	Mareógrafo-106	2538-2541	PM-9	0.35

*Posibles intervalos a evaluar

Tabla 5. Reparaciones mayores (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Con respecto a las reparaciones menores, el Contratista durante el Periodo Inicial de Evaluación realizó 2, una reparación menor al pozo Mareógrafo-98 y una al pozo Mareógrafo-108, para tener control sobre los líquidos del pozo.

Derivado de que identificó líquidos en los pozos del Área Contractual plantea evaluar los 9 pozos productores para identificar posibles colgamientos de líquidos, o existencia de sólidos, posterior a la evaluación y en función de los resultados, se realizará alguna acción correctiva de las que se enlistan a continuación:

- Limpieza de pozos con tubería flexible;
- Inducción Nitrogenada;
- Instalación de mini-compresores;
- Instalación de Plunger Lift;
- Válvula motora;
- Lanza Barras;
- Lanza barras líquidas, y
- Tubería capilar.

h) Intervalos de evaluación en los pozos perforados o a perforar

Los intervalos que serán evaluados mediante la perforación de los pozos son las arenas PM-18, PM-9 y PM-15, lo anterior se muestra en la Tabla 6.

NOMBRE	Objetivo Principal	Objetivo Secundario
Mareógrafo 200DES	PM-18	PM-9, PM-15
Mareógrafo 201DES	PM-18	PM-9, PM-15

Tabla 6. Reparaciones mayores (Fuente: Contratista)

i) Toma de información

A partir de la información con la que cuenta el Contratista, pudo determinar que las arenas PM-9, PM-15 y PM-18, son yacimientos independientes, por lo que plantea la necesidad de llevar a cabo un programa de

toma de información que incluya muestras de roca y fluidos, que le permitan caracterizar a cada una de las arenas, para estimar los volúmenes de reservas remanentes y plantear una estrategia de extracción de largo plazo.

Registros eléctricos

Con la finalidad de evaluar las características petrofísicas y litológicas, así como la presencia de gas, en los yacimientos PM-9, PM-15 y PM-18, el Contratista plantea la toma de registros que se enlistan a continuación:

- Arreglo Inductivo - Rayos Gamma;
- Arreglo Inductivo, Lito-densidad, Sónico de porosidad, Neutrón compensado, y
- Sónico de Cementación en T.R.

Toma de núcleos de pared y estudios propuestos

El Contratista manifiesta en la Modificación presentada que carece de información de núcleos aunado a que el área Contractual se encuentra dividida en 3 bloques delimitados por fallas, por lo que derivado de la falta de información, propone recuperar al menos 29 núcleos de pared en el pozo propuesto Mareógrafo-200DES y al menos 26 núcleos de pared en el pozo también propuesto Mareógrafo-201DES, para contar con al menos 55 núcleos a los cuales plantea realizar por lo menos 224 estudios de núcleos, el número de núcleos a cortar y los posibles estudios a realizar por núcleo se muestran en la Tabla 6.

Pozo	Yacimiento	Espesor neto Estimado	Tipos de estudios a realizar por muestra a núcleos de pared									
			Muestras a tomar por espesor estimado	Estudios de difracción de rayos x	Petrofísica básica	Análisis petrográfico sedimentario	Presiones capilares por centrifugas	Compresibilidad de la roca	Análisis geomecánico (prueba triaxial)	GR espectral	Perfil de Permeabilidades Relativas	Compatibilidad Roca-Fluido
Mareógrafo-200DES	PM-18	13	7	x		x		x		x		x
			6		x		x		x		x	
	PM-15	7	4	x		x		x		x		x
			3		x		x		x		x	
	PM-9	9	5	x		x		x		x		x
			4		x		x		x		x	
Mareógrafo-201DES	PM-18	12	6	x		x		x		x		x
			6		x		x		x		x	
	PM-15	6	4	x		x		x		x		x
			2		x		x		x		x	
	PM-9	8	4	x		x		x		x		x
			4		x		x		x		x	

Tabla 7. Tipos de estudios de núcleos a realizar

Análisis Composicional

Durante el Periodo Inicial de Evaluación el Contratista realizó un análisis de variación de viscosidad respecto a la presión y un análisis de variación del factor de volumen del gas respecto a la presión a muestras obtenidas del pozo Mareógrafo-129 (perforado por el Operador Petrolero anterior), el Contratista plantea la necesidad de obtener muestras del gas de los yacimientos del campo para ser utilizados como insumos de los modelos dinámicos, a las muestras obtenidas realizará 5 estudios de caracterización de fluidos, como se muestra en la Tabla 7.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC", "FTR", and "M"]

	Yacimiento	Análisis PVT
Mareógrafo 200DES	PM-18	5
	PM-15	5
	PM-9	5
Mareógrafo 201DES	PM-9	5
	PM-18	5
Total		25

Tabla 7. Número de estudios PVT propuestos. (Fuente: Contratista)

Los estudios propuestos para realizar las muestras obtenidas se presentan a continuación:

- Análisis de variación de viscosidad respecto a la presión;
- Análisis de variación del factor de volumen relativo del gas respecto a la presión;
- Análisis de variación del factor de compresibilidad z respecto a la presión;
- Análisis de variación de la densidad del gas respecto a la presión, y
- Análisis Composicional.

Pruebas de presión-producción

El Contratista propone realizar pruebas de presión isocronales, de potencial y pruebas de incremento y decremento de presión para determinar el determinar el gasto de gas que se tendrá en superficie al variar las condiciones de producción como son realizar cambios a las líneas de descarga, cambios en el estrangulador de los pozos y variaciones en la presión del cabezal.

Dentro de las actividades de Evaluación el Contratista pretende realizar pruebas de presión integradas combinando las pruebas mencionadas en el párrafo anterior para reducir costos de operación y tiempo, aunque su realización estará en función de las propiedades del yacimiento, condiciones operativas y disponibilidad de recursos. En la Tabla 8 se presenta las pruebas de producción propuestas por pozo.

Pozo	P. Potencial	P. Isocronal	P. Decremento-Incremento	Yacimiento
Mareógrafo-99		X		PM-15
Mareógrafo-100	X	X	X	PM-9
Mareógrafo-104	X	X	X	PM-15
Mareógrafo-106	X		X	PM-9
Mareógrafo-108	X			PM-18
Mareógrafo-110	X			PM-18
Mareógrafo-200-DES	X		X	PM-18
Mareógrafo-201-DES	X		X	PM-18

Tabla 8. Pruebas de producción propuestas (Fuente: Contratista)

j) Pronósticos de producción

La producción esperada de las actividades propuestas dentro de la Modificación es la producción incremental con respecto a la producción base, y está conformada por la producción esperada de los 2 pozos a perforar, así como por el beneficio esperado de las 3 RMA y 8 RME. La producción base corresponde a la producción actual del campo, mientras que la producción incremental es la esperada de las actividades de evaluación que se encuentran propuestas en la presente solicitud de Modificación del Plan de Evaluación. La producción base e incremental se muestran en la Tabla 9 y Figura 4.

	May-18	Jun-18	Jul-18	Ago-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19
Producción Base	1.92	1.90	1.87	1.85	1.82	1.80	1.77	1.75	1.73	1.71	1.69	1.67
Producción Incremental	0.00	0.00	0.00	0.15	5.37	4.91	4.67	4.47	4.64	4.37	7.97	7.56

Tabla 9. Pronóstico de producción de gas en mmpcd (Fuente: Contratista)

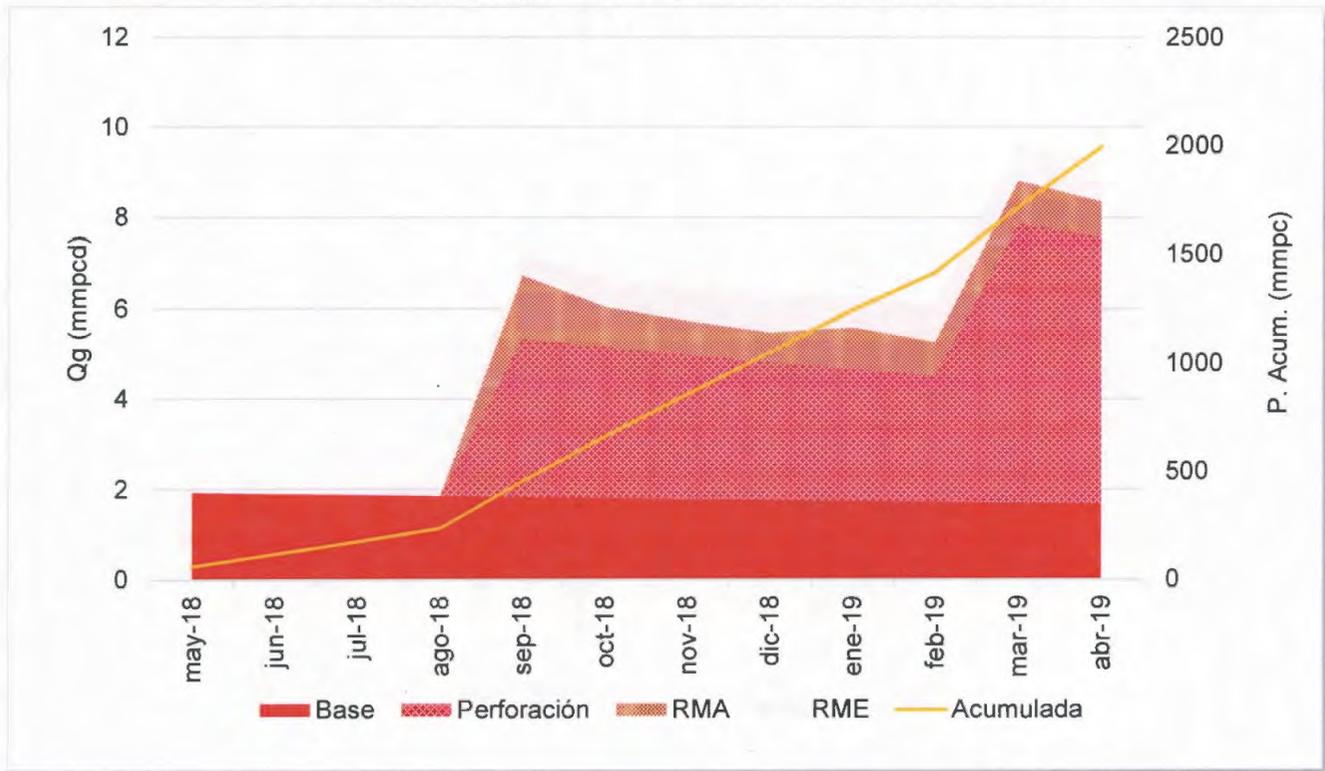


Figura 4. Pronóstico de Producción de gas. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

De acuerdo con el pronóstico de producción presentado en la Modificación se prevé una producción acumulada de 1,989.9 millones de pies cúbicos de los cuales 653.5 corresponden a la producción base y 1,336.4 a la producción esperada de las actividades de Evaluación incluidas en la Modificación durante el periodo comprendido de mayo de 2018 a abril de 2019.

k) Inversiones y gastos de operación

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en la Modificación del Plan de Evaluación, la cual se refiere al Período Adicional de Evaluación es de aproximadamente 13.87 millones de dólares.

Handwritten notes and signatures:
 A large blue circle is drawn on the right side of the page.
 Below it, there are several handwritten signatures and initials in blue ink, including "FTR", "RC", and "M".

Descripción del Presupuesto

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el Presupuesto relacionado al Período Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 10. Así mismo, la Figura 5 representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera para la Actividad de Evaluación.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2018	2019	Periodo Adicional de Evaluación
Evaluación	General	112,000.00	56,000.00	168,000.00
	Geofísica	138,401.68	-	138,401.68
	Geología	1,231,249.60	1,130,000.00	2,361,249.60
	Pruebas de Producción	780,000.00	685,000.00	1,465,000.00
	Ingeniería de Yacimientos	548,020.96	713,178.93	1,261,199.89
	Otras Ingenierías	109,568.44	-	109,568.44
	Perforación de Pozos	4,164,137.42	4,164,137.42	8,328,274.83
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	21,231.76	21,231.76	42,463.51
Total		7,104,609.86	6,769,548.10	13,874,157.96

Tabla 10: Presupuesto asociado al Período Adicional de Evaluación presentado por el Contratista (Montos en dólares de Estados Unidos). (Fuente: Comisión con información del Contratista)

De tal forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se presenta en la Figura 5.

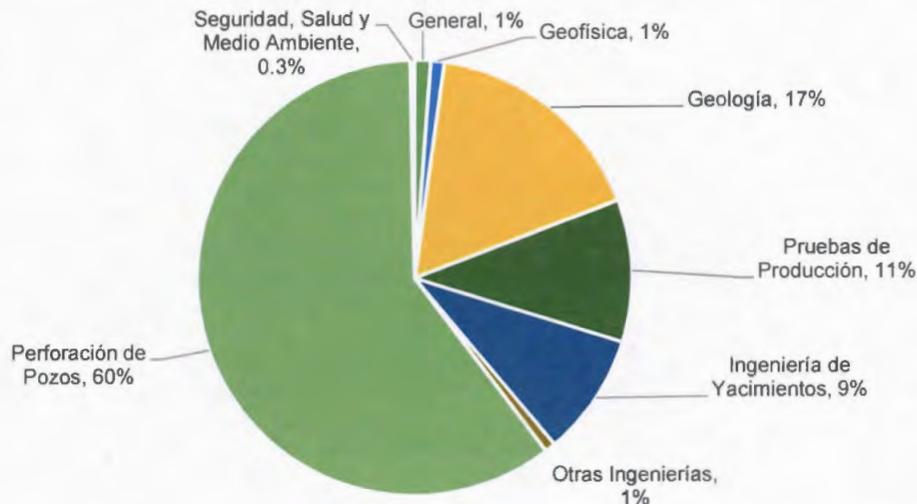


Figura 5. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Evaluación (Fuente: Comisión con información del Contratista)

De la información anterior, se observa que el Presupuesto presentado por el Contratista detalla los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro de la Modificación del Plan de Evaluación, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Handwritten signatures and initials: FTR, RC, M, and other illegible marks.

l) Mecanismos de medición

Los Mecanismos de Medición se mantienen en los términos previamente aprobados.

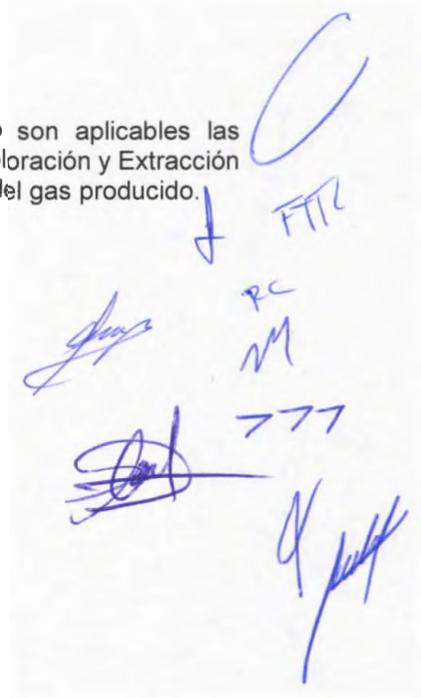
Cabe señalar, que el Contratista deberá dar aviso antes de ejecutar las pruebas de producción a realizarse durante el Periodo Adicional de Evaluación, deberá reportar los resultados obtenidos de las mismas, con base en los formatos definidos por la Comisión en el Anexo I, de los Lineamientos técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

m) Comercialización de hidrocarburos

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la comercialización de hidrocarburos. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

n) Aprovechamiento de gas

Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas producido.



V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan vigente, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento: el Contratista deberá acreditar un total de 13, 200 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT, su incremento y las UT adquiridas al compromiso adicional del Periodo Adicional de Evaluación. Las actividades por realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 11.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación de pozos	8,000		
Reparaciones Mayores	2,400		
Reparaciones Menores	3,200		
Modelos Estáticos	600		
Modelos Dinámicos	600		
Estudios PVT	250		
Análisis de agua de formación	20		
Estudio de núcleos	5,600		
Total	20,670		

Tabla 11. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión con datos de Contratista).

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objeto principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará la ejecución de actividades programadas en el Plan, como se observa en la Tabla 12.

Actividad	Actividades planeadas	Actividades ejecutadas	% de ejecución respecto a actividades planeadas
Interpretación 3D	2		
Modelo Estático	2		
Estudio de núcleos	224		
Análisis de agua de formación	14		
Reparación Menor	8		
Reparación Mayor	3		
Realización de pruebas de producción	15		
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.	3		
Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).	25		
Modelo Dinámico	2		
Diseño de ductos.	2		
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.	2		
Servicios de perforación de Pozos.	2		
Terminación de Pozos.	2		

Tabla 12. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 13.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
i.	General	168,000.00		
ii.	Geofísica	138,401.68		
iii.	Geología	2,361,249.60		
iv.	Pruebas de Producción	1,465,000.00		
v.	Ingeniería de Yacimientos	1,261,199.89		
vi.	Otras Ingenierías	109,568.44		
vii.	Perforación de Pozos	8,328,274.83		
viii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	42,463.51		
Presupuesto Total		13,874,158		

Tabla 13. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

- iii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 14.

Mes	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	Total
Producción de gas programada (mmpcd)	1.92	1.9	1.87	2	7.19	6.71	6.44	6.22	6.37	6.08	9.66	9.23	1.9 (mmpcd)
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 14. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Handwritten notes and signatures in blue ink:

- 777
- FTR 2C
- guy
- mm
- Handwritten signatures and initials.

VI. Cumplimiento al Programa de administración de riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la Cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0544/2018 recibido en esta Comisión el 30 de mayo de 2018, la Agencia dio respuesta a la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista indicando medularmente lo siguiente:

1. Que el Regulado cuenta con la autorización del Sistema de Administración, mismo que se otorgó mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1254/2017 de fecha 08 de diciembre de 2017;
2. Que las actividades propuestas para la modificación del Plan de Evaluación correspondientes al contrato CNH-R01-L03-A12/2015, no se encuentran contempladas en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, y
3. Que a la fecha, el Regulado no ha informado a la Agencia, las actividades que plantea realizar en el marco de la modificación del Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A12/2015.

Por lo anterior, dicha autoridad indicó:

"(...) esta Agencia le hace de su conocimiento que para efectos de contar con la aprobación de la AGENCIA y encontrarse amparadas en la autorización emitida mediante oficio AEA/UGI/DGGEERC/1254/2017, las actividades planteadas por el REGULADO para la modificación al Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A12/2015, el Regulado debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

- *Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, el Regulado debe presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue, para efectos de encontrarse amparadas en la Autorización emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1254/2017 de fecha 08 de diciembre de 2017, así como el programa de implementación actualizado.*

Aunado a lo anterior cabe señalar que el Regulado está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio de Autorización ASEA/UGI/DGGEERC/1254/2017 de fecha 08 de diciembre de 2017, así como al trámite denominado "ASEA-00-025 Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración" y los demás documentos oficiales que se hayan emitido por la AGENCIA."

No obstante lo anterior, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y con la autonomía técnica, operativa y de gestión atribuida en el artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos.

Finalmente, previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista debe considerar que para la ejecución de las Actividades Petroleras relacionadas con la solicitud, deberá cumplir en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten indispensables, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento; todo ello de conformidad con la normativa aplicable.

VII. Contenido nacional

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Contratista conforme a la Cláusula 18.3 y numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como el Anexo I, numeral 2, al apartado VI.12 del de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.310 recibido el 20 de agosto de 2018, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Operador, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación, de 22% y en la propuesta de Modificación se incluye 45.65%.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the letters "RC", "M", "FTR", and "777", along with several illegible signatures.

VIII. Resultado del dictamen

Se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista cumplen con el artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y con los Criterios Generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, emitidos por la Comisión el 10 de octubre de 2016 por resolución CNH.E.54.001/16, en los términos siguientes:

1. Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. La Modificación presentada, incluye dentro de los pozos propuestos, toma de información, que servirá de insumos para realizar los modelos estático y dinámico de los yacimientos del Área Contractual, dichos modelos serán las herramientas que permitan plantear la estrategia de desarrollo adecuada para el Área Contractual, dado que la toma de información permitirá conocer las características de las rocas y fluidos de los yacimientos así como la estimación de los volúmenes de reservas remanentes, las actividades contenidas en la Modificación aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

2. Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural en el largo plazo. La producción base acumulada del campo durante el Periodo Adicional de Evaluación se estima que sea de 0.65 mmmpc, y las actividades incluidas dentro de la Modificación, de acuerdo con el pronóstico de producción incluido aportarán una producción acumulada de 1.3 mmmpc, por lo que en el corto plazo se tendrá un incremento en la producción de gas, y por tanto en el factor de recuperación, mientras que las actividades de caracterización propuestas, serán de utilidad al Contratista para presentar la estrategia de desarrollo del Área Contractual que permitan maximizar el factor de recuperación en el largo plazo, así como la obtención del volumen máximo de gas natural.

3. Contempla la reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación. La modificación del Plan tiene contemplado la perforación de pozos y la realización de RMA que permitirán al Contratista evaluar zonas e intervalos que no producen actualmente, en conjunto con la toma de información, le permitirán la reclasificación de reservas o la posible incorporación de estas.

4. Contempla la utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos. La Modificación contempla la utilización de tecnologías conocidas como la toma de registros durante la perforación de pozos, diversos estudios de núcleos y análisis composicionales que permitirán conocer las propiedades de la roca y fluidos presentes, se utilizará software comercial que permitirán al Contratista integrar la información obtenida de los yacimientos para generar modelos y estimar los volúmenes de reservas remanentes en los yacimientos del Área Contractual.

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro del Área Contractual.

5. Promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país. La Modificación propuesta incluye actividades que de realizarse en su totalidad permitirían al Contratista acreditar 20,670 UT por lo que darían cumplimiento al PMT (13,200 UT) y realizaría 7,470 adicionales, de lo anterior se observa que se promueve la evaluación del Área Contractual mediante el desarrollo de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC", "MM", and "777"]

del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas producido.

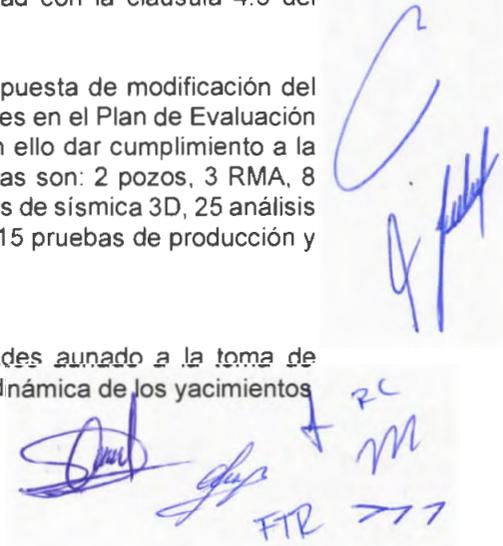
La modificación al Plan de Evaluación mantiene y adiciona las actividades aprobadas por la Comisión mediante Resolución CNH.E.11.006/17 del 6 de abril de 2017, las cuáles serán ejecutadas en el Periodo Adicional de Evaluación.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo de largo para la Extracción.

Cumple con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato, toda vez que se alinea con lo previsto en el Anexo 7 del Contrato, tal y como se advierte a continuación:

- a. Plan de actividades de Evaluación. Plan de actividades de Evaluación. La solicitud de modificación contiene las actividades que darán cumplimiento al PMT, al incremento del PMT y 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, sumando al menos 13,200 UT, además dichas actividades están enfocadas a complementar la evaluación del yacimiento PM-18 y a evaluar el yacimiento PM-9 y PM-15. Lo anterior, permitirá que el Contratista cumpla con el compromiso Contractual y acredite un total de 13,200 UT durante el Periodo de Evaluación.
- b. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar. La propuesta de Modificación al Plan de Evaluación presenta las coordenadas de la posible de ubicación de los 2 pozos propuestos, Mareógrafo-200DES y Mareógrafo-201DES, cuya ubicación fue definida con base en los resultados obtenidos de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación.
- c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación presenta los programas preliminares de perforación de los dos pozos propuestos, incluyendo los estados mecánicos propuestos.
- d. La modificación del Plan de Evaluación prevé un estimado detallado de los costos acorde con las actividades de Evaluación consideradas.
- e. Propuesta de duración del Periodo de Evaluación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación se apega al Periodo Adicional aprobado por la Comisión mediante oficio 260.516/2018 del 25 de abril del 2018 emitido por la UATAC, en términos de que da cumplimiento a que el Contratista se compromete a cumplir con el PMT y el incremento en el PMT no realizado durante el Periodo Inicial de Evaluación, y se compromete a ejecutar adicionalmente al menos las 4,000 UT referentes al Compromiso Adicional, equivalentes a un Pozo de conformidad con el Anexo 6, lo anterior de conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato
- f. Programa de ejecución de las actividades de evaluación. La propuesta de modificación del Plan de Evaluación consiste en reprogramar, y adicionar actividades en el Plan de Evaluación a fin de que éstas sean ejecutadas en el Periodo Adicional y con ello dar cumplimiento a la Cláusula 4.3 y el Anexo 6 del Contrato, las actividades propuestas son: 2 pozos, 3 RMA, 8 RME, 2 modelos estáticos, 2 modelos dinámicos, 2 interpretaciones de sísmica 3D, 25 análisis PVT 14 análisis de agua de formación y 224 estudios de núcleos, 15 pruebas de producción y 3 estimaciones de reservas.

Es importante resaltar que la programación de dichas actividades aunado a la toma de información permitirá complementar la caracterización estática y dinámica de los yacimientos



y con ello estimar los volúmenes de reservas existentes que resultarán en una base sustentable para un Plan de Desarrollo adecuado para el Área Contractual.

En atención a la aprobación de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades en comento dentro de los diez días siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio del mismo sea consistente con la fecha de aprobación.

En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar un total de 20,670 UT, en virtud de que las actividades previstas en la modificación del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las UT del PMT y su Incremento no realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación y las UT comprometidas adicionalmente para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 12 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A12-2015, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.2, 4.3, anexos 6 y 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16 del 10 de octubre de 2016, en la que el Órgano de Gobierno de la Comisión determinó que la "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la Cláusula 4.1 del Contrato es el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Cabe hacer mención que los rubros del Plan de Evaluación que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.006/17 del 6 de abril del 2017.

ELABORÓ

ING. JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Directora de Área

Dirección General de Medición

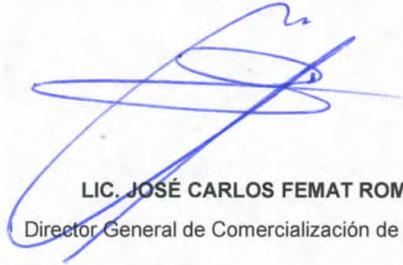
ELABORÓ

ING. FERNANDO TREMARI ROMERO

Subdirector de Área

Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ



LIC. JOSÉ CARLOS FEMAT ROMERO

Director General de Comercialización de Producción

REVISÓ



MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ



MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General de Medición

REVISÓ



ING. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

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 19, 29, 31, 31BIS 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 modificación al Plan de evaluación para la Extracción de Hidrocarburos referente al contrato CNH-R01-L03-A12/2015 Campo Mareógrafo.