

# Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018

Pemex Exploración y Producción y Operadora de Campos DWF S.A. de C.V.

*Noviembre 2019*



Comisión Nacional de Hidrocarburos

A handwritten signature in blue ink, appearing to be a stylized name or set of initials.

DICTAMEN TÉCNICO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DEL CONTRATO CNH-M5-MIQUETLA/2018 1  
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Y OPERADORA DE CAMPOS DWF S.A. DE C.V. .... 1

**CONTENIDO** ..... 2

**I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA** ..... 3

**II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN** ..... 5

**III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS** ..... 6

**IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN** ..... 7

A) *VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS* ..... 12

B) *PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN* ..... 13

D) *RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA* ..... 14

E) *ACTIVIDAD FÍSICA* ..... 15

F) *PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS* ..... 16

G) *INFRAESTRUCTURA* ..... 17

H) *TECNOLOGÍAS A UTILIZAR* ..... 20

I) *PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL* ..... 22

J) *EVALUACIÓN ECONÓMICA* ..... 39

K) *MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS* ..... 43

L) *ABANDONO* ..... 57

**V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN** ..... 58

**VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS** ..... 63

**VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA** ..... 64

**VIII. COMPROMISOS DEL CONTRATISTA** ..... 65

**IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO** ..... 66

A) *ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS* ..... 67

B) *ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES* ..... 67

C) *LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTÉS DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN* ..... 67

D) *PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS* ..... 67

E) *LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES* ..... 67

F) *EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL* ..... 68

G) *MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS* ..... 69

Handwritten signature and the number 2.

## I. Datos generales del Contratista

El Contrato CNH-M5-MQUETLA/2018 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 21 de noviembre de 2018 entre, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y Pemex Exploración y Producción y Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V.

La vigencia del Contrato es de treinta (30) 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 sin limitar, las relativas al abandono y a la indemnización. Asimismo, en caso de que el Operador esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos (2) prórrogas de hasta cinco (5) años cada una o hasta el límite económico de las áreas de Desarrollo en el caso que este último sea menor.

Pemex Exploración y Producción es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, con personalidad jurídica propia de conformidad con los artículos 60 de la Ley de Petróleos Mexicanos; 2 y 3, fracción VII del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y 1 y 2, fracción VII del Acuerdo de Creación de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), cuyo objeto exclusivo es la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (en adelante Operador o Contratista) es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Dicha empresa ha sido designada como Operador de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato.

En la Tabla 1, se muestran datos generales del Contrato.

Datos Generales del Contrato	
<b>Nombre</b>	Área Contractual Miquetla
<b>Estado y municipio</b>	Veracruz (Álamo Temapache y Castillo de Teayo) y Puebla (Francisco Z. Mena)
<b>Área Contractual</b>	139.668 km <sup>2</sup>
<b>Fecha de emisión / firma</b>	21 de noviembre de 2018
<b>Vigencia</b>	30 años
<b>Tipo de contrato</b>	Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
<b>Operadora y socios con porcentaje de participación</b>	Operadora de Campos DWF (51%) y PEMEX Exploración y Producción (49%)
<b>Profundidad para exploración y extracción</b>	Sin restricción
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Chicontepec y Tamabra

5  
3  
f

**Colindancias**

AR-0416-M-Campo Coyol, AE-0386-3M-Campo Miahuapan y AR-0005-2M – Campo Agua Nacida

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Operador).

El Área Contractual Miquetla está integrada por los campos Miquetla, Palo Blanco, Agua Nacida y Coyol, se encuentra ubicada en la Cuenca Tampico-Misantla, específicamente en el Paleocanal de Chicontepec, entre la Sierra Madre Oriental al Oeste y la paleo-plataforma de Tuxpan al Este. Desde el punto de vista geográfico el área se ubica al Noroeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz y 30 km al Suroeste de la ciudad de Tuxpan, Veracruz. La ubicación y vértices del Área Contractual se muestran en la Figura 1 y Tabla 2.

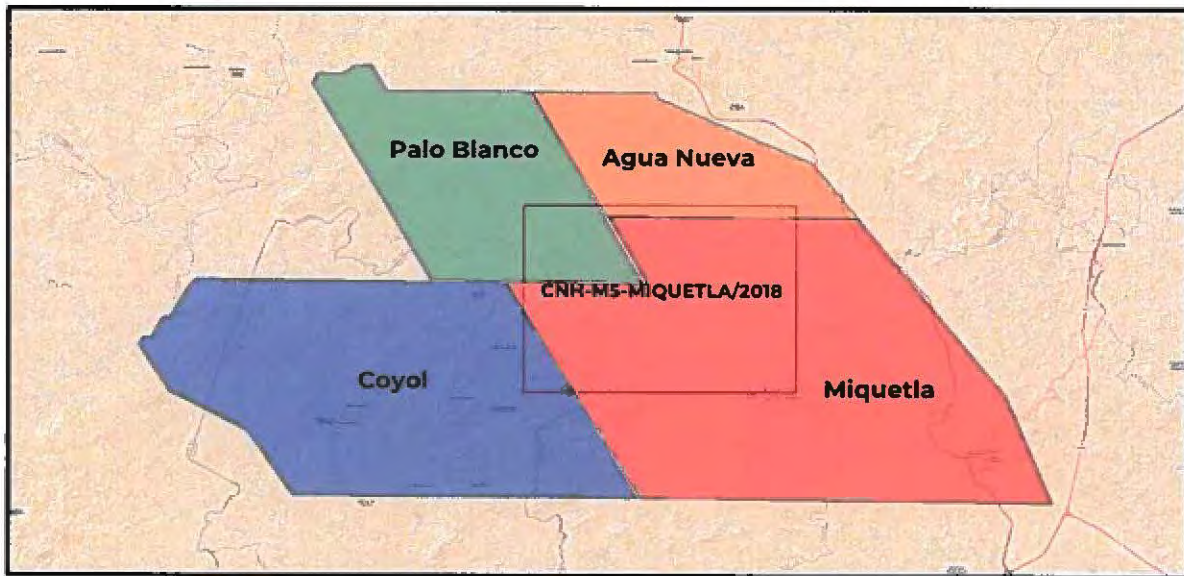


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	97° 45' 30"	20° 45' 00"
2	97° 45' 30"	20° 50' 30"
3	97° 37' 30"	20° 50' 30"
4	97° 37' 30"	20° 45' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Operador).

8

4

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

El proceso de evaluación técnica y económica, a efecto de emitir el presente Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, Plan) propuesto por el Operador, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional y el programa de Capacitación y de Transferencia de Tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), se pronunció sobre la evaluación del Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y resolución respecto del Plan presentado por el Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/46/2019 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CNH-M5-MIQUETLA/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

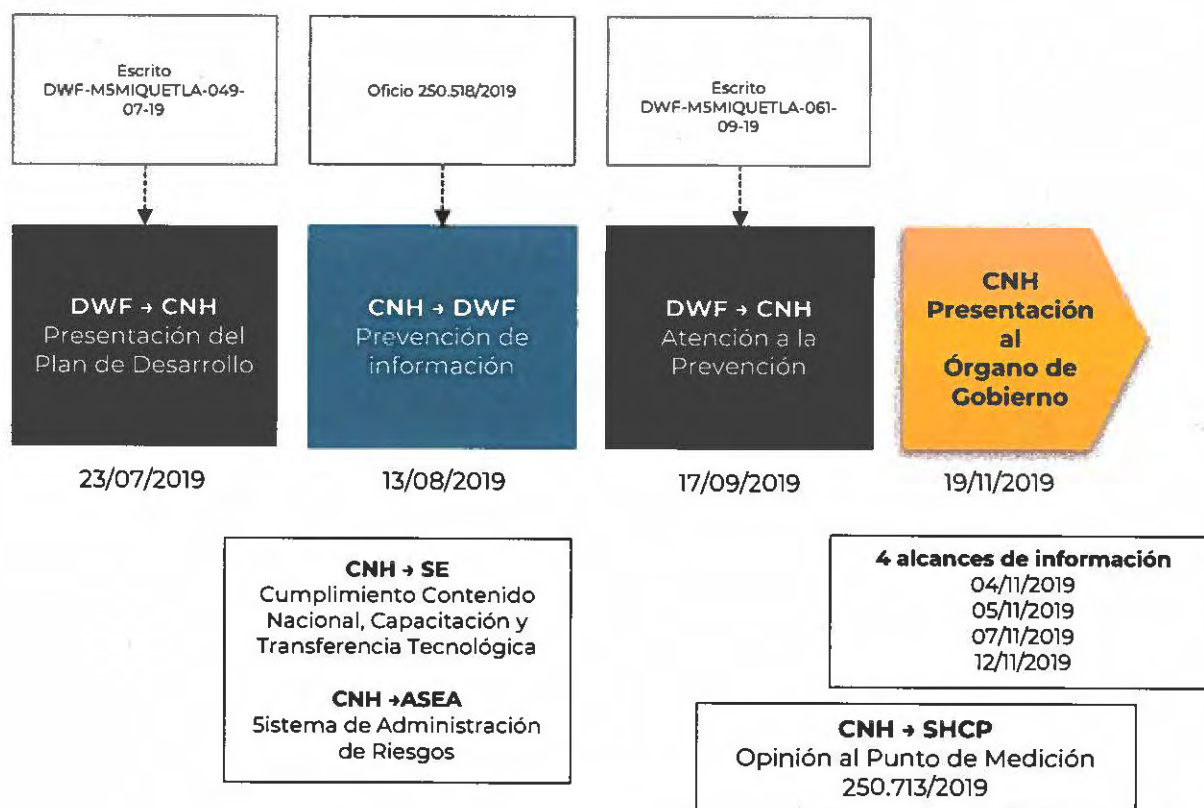


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.  
(Fuente: Comisión).

8

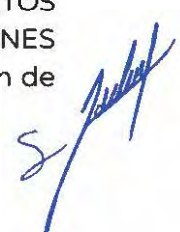
PS

### III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que el Plan propuesto por el Operador fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, evaluando las tecnologías propuesta que permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar en términos de los artículos 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 18 y 59 de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan. Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, 9, 19 y 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos.

Al respecto, se advierte que el Plan cumple con los requisitos establecidos en los artículos 15, 18 y 59, fracciones I, II, III, IV y V y el Anexo II de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 6, 6.2, 12.1, 14.2, 15.1, 18.1, 19.3, 19.5 y anexos 5 y 10 del Contrato. Adicionalmente, el Plan cumple con los LINEAMIENTOS Técnicos en materia de medición de hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y las DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones).



## IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

### a. Estado actual

La Asignación A-0217-Campo Miquetla fue otorgada por la Secretaría de Energía a Petróleos Mexicanos el 13 de agosto de 2014 por una vigencia de 25 años, en términos del Transitorio Sexto del Decreto por el que reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. La cual se modificó el 25 de julio de 2016. El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos fue firmado el 21 de noviembre de 2018, entre el Estado Mexicano y PEP, y Operadora de Campos DWF, S.A de C.V, a dicho contrato se le denominó CNH-M5-MIQUETLA/2018.

El Área Contractual cuenta a la fecha con 121 pozos, los cuales se clasifican y ubican como se muestra en la Tabla 3 y la Figura 3.

Pozos	Número de pozos
<b>Productores</b>	<b>68</b>
Fluyentes	3
SAP	61
Intermitentes	4
<b>Cerrados</b>	<b>53</b>
<b>Inyectores</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>121</b>

Tabla 3. Pozos perforados en el Área Contractual y su estado actual.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

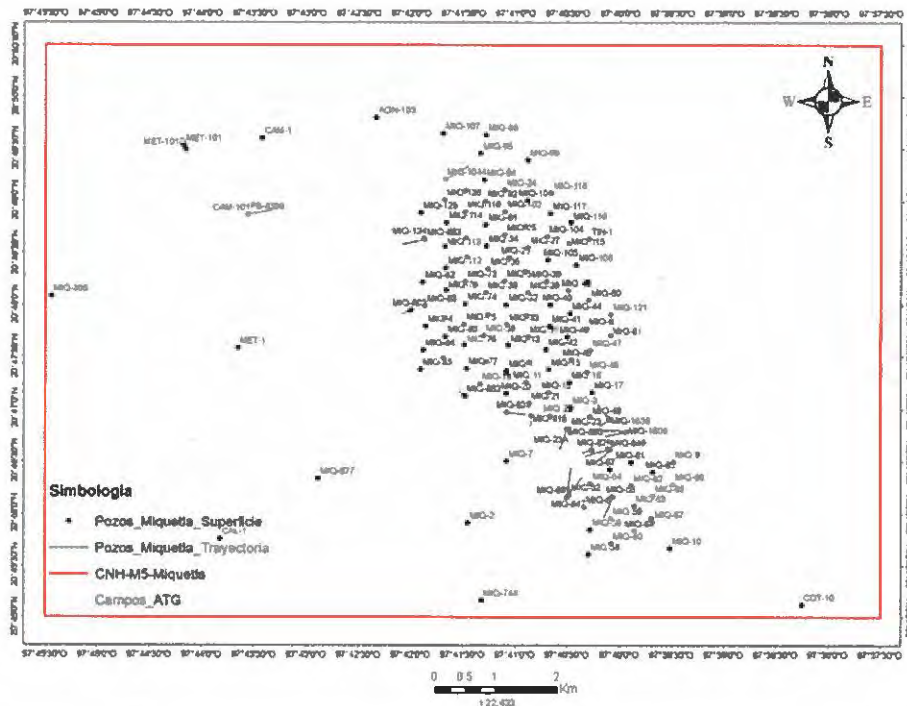


Figura 3. Área Contractual Miquetla y pozos perforados.  
(Fuente: Operador).

S  
A 7

**b. Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual**

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos del Área Contractual se muestran en la Tabla 4.

Características Generales	Miquetla	Palo Blanco	Miquetla
Yacimientos	Chicontepec		Tamabra
Área (km²) *	60.20	11.40	34.80
Año de descubrimiento	1948	1948	1948
Fecha de inicio de explotación	1970	1970	1959
Profundidad promedio (mvbnm)	1,300	1,300	2008
Tipo de Yacimiento	Aceite Ligero	Aceite Ligero	Aceite Ligero
<b>Pozos</b>			
Número y tipo de pozos perforados	103	2	16
Estado actual de pozos	50 productores, 53 cerrados con posibilidad	2 productores	16 productores
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico
<b>Marco Geológico</b>			
Era, período y época	Cenozoico – Neogeno – Paleoceno Superior	Cenozoico – Neogeno – Paleoceno Superior	Mesozoico – Cretácico – Inferior
Cuenca	Cuenca Tampico - Misantla	Cuenca Tampico - Misantla	Cuenca Tampico - Misantla
Play	Chicontepec	Chicontepec	Tamabra
Régimen tectónico	Compresivo	Compresivo	Tectónica de Inversión
Ambiente de depósito	Turbidítica	Turbidítica	Carbonatos redepositados
Litología almacén	Areniscas	Areniscas	Intercalación de brechas y carbonatos pelágicos
<b>Propiedades Petrofísicas Promedio</b>			
Saturación de agua inicial promedio (%)	0.63	0.63	0.33
Saturación de agua actual promedio (%)	0.65	0.65	0.40
Saturación de gas inicial promedio (%)	0.37	0.37	0.67
Saturación de gas actual promedio (%)	0.36	0.36	0.60
Porosidad promedio (%)	9.5	9.5	11.5
Permeabilidad promedio (mD)	2	2	1.5
Espesor bruto promedio (m)	97	97	300
Espesor neto promedio (m)	22.7	26.9	26.7

8  
p  
B



Características Generales	Miquetla	Palo Blanco	Miquetla
Yacimientos	Chicontepec		Tamabra
Relación neto/bruto (%)	0.23	0.28	0.089
<b>Propiedades de los fluidos</b>			
Densidad aceite (°API)	48.70	48.70	50.82
Viscosidad (cp) @ c.y	3.3	3.3	1.7
Viscosidad (cp) en el Pb	3.3	3.3	1.5
Calidad y contenido de azufre (% mol)	-	-	2.4
Bo inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.18	1.18	1.32
Bo en Pb (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.18	1.18	1.32
Bo actual (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.12	1.12	1.26
Rs inicial (mpc/bl)	0.33	0.33	0.39
Rs en Pb (mpc/bl)	0.33	0.33	0.39
Bg inicial (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0.0087	0.0087	0.0136
Bg en Pb (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0.0087	0.0087	0.0136
Bg actual (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0.0129	0.0129	0.0129
Factor de Compresibilidad del Gas	-	-	-
Densidad Relativa del Gas	0.73	0.73	0.96
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	128.5	128.5	112.5
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,165.45	1,165.45	1,445.46
Factor de conversión del gas (Mpc/b)	13.32	13.32	5.76
Relación condensado-gas (b/Mpc)	-	-	-
<b>Propiedades del Yacimiento</b>			
Temperatura (°C)	66	66	91
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	163.3	163.3	226.2
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	80.05	80.05	190.3
Mecanismo de empuje principal	Gas en solución	Gas en solución	Empuje hidráulico
Mecanismo de empuje secundario	Expansión roca fluido	Expansión roca fluido	Expansión roca fluido

Tabla 4. Características generales del yacimiento del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información del Operador).

Con respecto a las formaciones Tamaulipas Superior, Tamaulipas Inferior y Agua Nueva, el Contratista tiene registro de que hubo producción en estas formaciones. Además, se han obtenido datos sísmicos 3D recientes y registros geofísicos especiales que han mostrado potencial en dichas formaciones, por lo que se abren oportunidades para la profundización de pozos con objetivo Tamabra, para poder investigar esta unidad compuesta por carbonatos de cuenca en diversas facies y donde el fracturamiento natural ha sido clave en otras áreas donde es productor, por lo que resultan de interés para las actividades asociadas al Plan propuesto.

### c. Descripción del Área Contractual Miquetla

El Área Contractual Miquetla se ubica dentro de la Cuenca Tampico-Misantla e incluye a los campos Miquetla, Palo Blanco, Coyol y Agua Nacida, con producción establecida de aceite y gas en arenas.

Los campos presentes en el Área Contractual fueron descubiertos a partir de 1948, por lo que tienen una larga historia de producción. La Tabla 5 muestra el año en que inicio su explotación y el nombre del campo descubierto de los campos del Área Contractual:

Campo	Año
Miquetla	1959
Palo Blanco	1959

Tabla 5. Fecha de inicio de producción de los campos presentes en el Área Contractual.

(Fuente: CNH con información del Operador).

El Área fue descubierta en 1948 con la perforación del pozo Miquetla-1, encontrando una amplia columna de hidrocarburos desde el Mesozoico hasta el Terciario con petróleo de 28 – 37 ° API.

El principal periodo de explotación inicio en los años 60 con la perforación de 125 pozos para el desarrollo de Tamabra y en los años 70-80 se desarrollaron las arenas de Chicontepec mediante Reparaciones Mayores (RMA).

De 2013-2018 (durante el Contrato Integral de Exploración y Producción, CIEP), se ejecutaron actividades de perforación estratégica para validar las reservas remanentes de los yacimientos Tamabra y Chicontepec (21 pozos perforados), adquiriendo nueva información para soportar los modelos del subsuelo, junto con nueva sísmica 3D.

### d. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El objetivo del Plan de Desarrollo es definir las actividades que se realizarán en el Área Contractual durante la vigencia del Contrato, con la finalidad de tener el mayor factor de recuperación de hidrocarburos, el total de actividades físicas del Plan propuesto considera la perforación de pozos de desarrollo, la realización de reparaciones mayores e instalaciones superficiales para manejo y comercialización de hidrocarburos.

A continuación, se presentan las actividades a realizar durante la vigencia del Plan:

Actividad	Programadas
[Redacted content]	

S  
f  
10

<b>Perforación</b>	292
<b>Terminación</b>	292
<b>Reparaciones Mayores</b>	21
<b>Instalaciones</b>	4
<b>Ductos y Líneas de Descarga</b>	390

Tabla 6. Actividades contempladas en el Plan de desarrollo.  
(Fuente: Comisión con información presentada por Operador).

El factor de recuperación calculado con base en el Plan propuesto es de 5.08% para el aceite y de 4.38% para el gas a la vigencia del Contrato.

El volumen por recuperar en el área contractual, en los próximos 30 años (vigencia del Contrato) acumulará 84.65 MMb y 175.06 MMMpc equivalentes a 117.36 MMbpce.

Las Inversiones y gastos de operación del Plan propuesto para aprobación, considera un costo total de 1,870.59 MMUSD de los cuales 816.20 MMUSD corresponden a la inversión (incluyendo el abandono), y 1,054.39 MMUSD corresponden a gastos de operación. Dichas inversiones están sujetas a aprobación del plan de desarrollo y la obtención de los permisos de accesos, sociales y ambientales de las áreas consideradas.

#### e. Cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo.

De conformidad con el numeral 2 del Anexo 5 del Contrato, el monto de las Unidades de Trabajo (UT) para el Desarrollo comprometidas como Programa Mínimo de Trabajo (PMT) es de 14,911 UT las cuales, de acuerdo con el numeral 8 del Contrato, el Contratista deberá acreditar el cumplimiento del PMT con actividades realizadas dentro de los primeros 2 años del Plan de Desarrollo.

Para dar cumplimiento al PMT, el Contratista plantea dentro de su Plan de Desarrollo las siguientes actividades:

- Para 2020 prevén 19 RMA y 5 perforaciones de pozos desde peras existentes.
- Para 2021 se tiene contemplado la perforación de 15 pozos y 2 RMA.

Derivado de lo anterior, en caso de ejecutarse las actividades que tiene contempladas para los dos primeros años del Plan, el Contratista garantizaría el cumplimiento del PMT comprometido para las Actividades de Desarrollo.

PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO				
Actividad	Unidad de medida	UT por actividad	Actividad	Cálculo de UT
<b>Reparación Mayor con Equipo</b>	Por operación	600	21	12,600
<b>Perforación de Pozos M-2008</b>	Metros	--	2,200	4,796
			<b>Total</b>	<b>17,396</b>

8  
11



Cabe señalar que, las UT fueron estimadas con base en lo dispuesto en el Anexo 5 del Contrato. Asimismo, la acreditación de dichas UT estarán sujetas al cumplimiento total y suficiente de las actividades que conforman el Plan de Desarrollo para la Extracción, mismas que serán evaluadas por la Comisión en los términos y alcances de la normativa aplicable a las mismas.

#### f. Análisis de alternativas para el Plan de Desarrollo para la Extracción

El Operador presentó el análisis de tres alternativas para el desarrollo del Área Contractual. Cada una de éstas fue analizada desde un punto de vista técnico y económico para lograr el mayor factor de recuperación de los Hidrocarburos en condiciones económicamente viables. Las características de estas alternativas se presentan en la Tabla 7.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Perforación de pozos	292	292	292
Terminación de pozos	292	292	292
RMA a pozos existentes	21	21	21
RMA a pozos nuevos	15	20	-
Instalaciones	2	4	4
Ductos y Líneas de Descarga	390	390	390
Aceite (MMb)	40.59	59.72	84.65
Gas (MMMpc)	86.28	127.02	175.06
Gastos de Operación (MMUSD)	867.36	867.16	1,054.39
Inversiones* (MMUSD)	826.85	787.09	816.20
VPN Proyecto (MMUSD)	277.75	580.86	967.76
VPN Estado (MMUSD)	210.09	351.15	551
VPN Contratista (MMUSD)	67.66	229.71	416.76
VPI (MMUSD)	185.54	179.36	255.28
VPN/VPI Proyecto	1.50	3.24	3.79
VPN/VPI Contratista	0.36	1.28	1.63
Relación Beneficio/Costo	1.26	1.45	1.53

Nota: Escenario Medio

\* Incluye Abandono

Indicadores económicos con riesgo excepto

Tabla 7. Escenarios analizados para el Plan de desarrollo.  
(Fuente: Comisión con información presentada por Operador).

Al analizar los escenarios se puede observar que técnica y económicamente el escenario más conveniente es la Alternativa 3, puesto que es la alternativa con mayor recuperación de volumen de hidrocarburos. Dicha alternativa, considera la perforación de 292 pozos de desarrollo y 21 RMA, que conlleva al incremento del factor de recuperación de aceite en el Área Contractual Miquetla.

#### a) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

El Plan contempla la producción proveniente de los yacimientos Tamabra y Chicontepec, mediante la perforación de 292 pozos y la realización de 21 RMA a pozos existentes, con lo que se propone recuperar un volumen de 84.65 MMb de aceite y 175.06 MMMpc de gas.

S  
12

Yacimiento	Volumen Original		Categoría	Aceite	Gas	PCE
	Aceite	Gas				
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc	MMb
	Chicontepec + Tamabra	2,226.4		5,027.4	1P	15.61
Chicontepec + Tamabra	2,226.4	5,027.4	2P	84.65	175.06	117.36
Chicontepec + Tamabra	2,226.4	5,027.4	3P	84.65	175.06	117.36

Tabla B. Volumen y Reservas por campo.  
(Fuente: Operador).

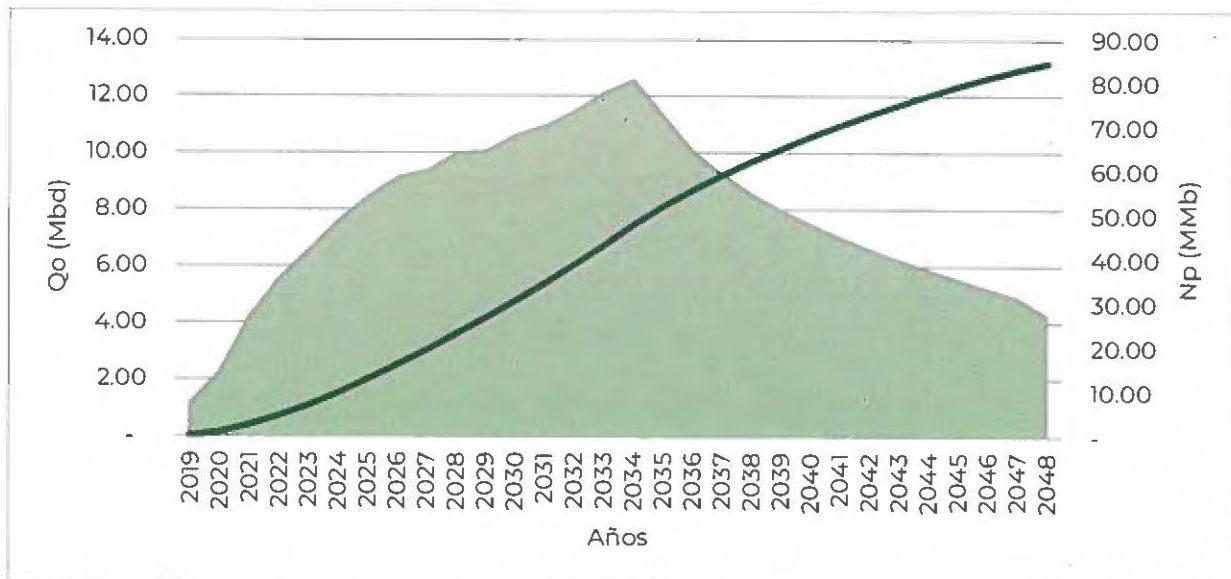
El Operador no ha presentado cifras de reservas relativas al Área Contractual para el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación al 1 de enero de 2019.

Las estimaciones de Reservas documentadas en el Plan deberán ser presentadas por el Operador en el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación correspondiente, de acuerdo con lo establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, para su respectiva revisión y consolidación.

**b) Pronóstico de producción**

Los pronósticos de producción del Plan propuesto reproducen la actividad física a realizar, documentando un volumen total a recuperar de 84.65 MMb de aceite y 175.06 MMMpc de gas, sustentado por la perforación de 292 pozos desviados y la ejecución de 21 reparaciones mayores para desarrollar los yacimientos Chicontepec y Tamabra:

Los gráficos de las Figuras 4 y 5 muestran el pronóstico de producción de aceite y gas en el Área Contractual para el horizonte económico de evaluación: 2020 - 2048, correspondiente a la Alternativa seleccionada.



Handwritten signature and the number 13.

Figura 4. Pronóstico de producción de aceite.  
(Fuente: Comisión con información del Operador).

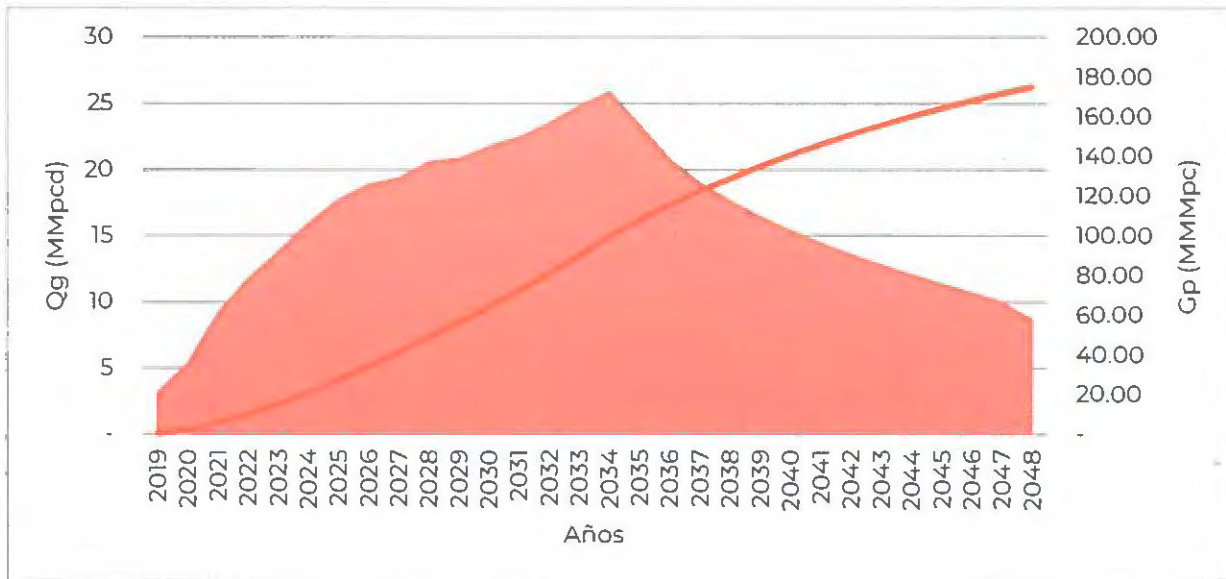


Figura 5. Pronóstico de producción de gas.  
(Fuente: Comisión con información del Operador).

**c) Factor de Recuperación.**

Basados en los pronósticos de producción, se calcularon factores de recuperación esperados, en el Área Contractual, para el horizonte 2020-2048, hasta la vigencia del contrato y hasta el límite económico de la misma.

Volumen original		Factor de recuperación				Producción acumulada (dic-2018)		Volumen de Reservas a la Vigencia del Contrato (nov 2048)			
Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Actual		Final esperado		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Condensado	PCE (MMb)
		Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural						
2,226.40	5,027.40	1.28%	0.90%	5.08%	4.38%	28.54	45.25	84.65	175.06	-	117.36

Tabla 9. Factores de recuperación de aceite y gas al final del Contrato.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

**d) Recuperación secundaria y mejorada**

Con relación a los mecanismos de recuperación secundaria y mejorada, el Operador realizó un análisis de experiencias previas en campos del paleocanal de Chicontepec en procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como en análogos internacionales y nacionales con la finalidad de tener una perspectiva en relación a la factibilidad de implementación de alguna metodología o la incorporación de tecnologías que aun dentro del ámbito de la recuperación primaria sean más eficientes en costos y beneficios, maximizando el factor de recuperación.

A partir de las experiencias acopiadas, se puede concluir que para el caso de la Formación Chicontepec en Área Contractual Miquetla, la arquitectura deposicional está ligada a lóbulos

14

turbidíticos medios a externos de buena continuidad y escasas facies canalizadas en las arenas superiores de la unidad. Por lo anterior prevalecen lentes arenosos arcillosos de regular permeabilidad distribuidos aleatoriamente y rodeado de rocas impermeables a flujo. También hay presencia de buenas facies en las arenas superiores y se distinguen zonas consideradas de alta calidad, cuya extensión lateral es limitada. De igual modo, para el Chicontepec del Área Contractual hay escasa producción de agua y se tiene un aceite de 29°API en promedio.

Por lo antes expuesto y basado en los rangos de porosidades y mejores permeabilidades, así como continuidad de facies y mecanismos de empuje primario en los análogos internacionales presentados, se descarta la factibilidad de proyectos de inyección de agua como una alternativa de recuperación secundaria para las arenas de Chicontepec en el Área Contractual.

Del mismo modo los antecedentes de proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua en el ámbito nacional, concretamente en el Campo Agua Fría, no tuvieron resultados favorables, siendo importante destacar que Agua Fría, Furbero y Copechaca se encuentra en una porción del Paleocanal de Chicontepec favorecida por facies de turbiditas canalizadas con propiedades de roca mejores a las presentes en el Área Contractual y aun así la conectividad y el efecto de homogeneidad en la presurización de las zonas piloto no se consiguió.

Dadas las características y mecanismos de empuje de gas en solución y expansión roca fluidos de las arenas de Chicontepec en el Área Contractual, este sería más afín a métodos de inyección de gas que ayuden a contrarrestar el agotamiento y liberación de gas del yacimiento en producción. Sin embargo, la fuerte heterogeneidad del yacimiento constituye un reto como se presentó de manifiesto en el proyecto Piloto del Campo Coyotes, donde la estimulación controló la presurización del pozo que logró conectar y el espaciamiento a 400 metros fue insuficiente.

El yacimiento Tamabra, aun cuando es carbonatado y tiene mecanismo de empuje primario por empuje de agua parcialmente efectivo, los desafíos son similares como consecuencia de los fuertes cambios laterales y verticales de facies que en este caso condicionan deltas de presión importantes en los pozos en operación y acarrear canalizaciones tempranas de agua en el yacimiento. Lo anterior sumado al irregular registro histórico de producción y un desarrollo inicial (1960) sin datos sísmicos 3D, hacen que en este momento sea prioridad el entendimiento de la compartimentalización de facies-diagénesis y la identificación de zonas aisladas con hidrocarburo remanente para la perforación de pozos interespaciados, así como la mejora en los procesos de estimulación ácida que permita maximizar la recuperación de hidrocarburo de este yacimiento en maduro estado de desarrollo.

En ese sentido, el Plan de Desarrollo se basa en maximizar el factor de recuperación sentando las bases para la futura evaluación de mecanismos de recuperación secundaria o mejorada cuando la comercialidad de estos sea más clara.

#### **e) Actividad física**

De acuerdo con la alternativa seleccionada (Alternativa 3), se contempla como actividad física la perforación de 292 pozos de desarrollo y 21 RMA.

En la Tabla 10 se presenta la actividad física a realizar en el Plan de Desarrollo.

Actividad física	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Perforación	5	15	21	21	22	21	22	21	22	21
Terminación	5	15	21	21	22	21	22	21	22	21
RMA	19	2								
Instalaciones		2			2					
Ductos y Líneas de Descarga	9	25	40	29	26	27	32	25	30	29

Actividad física	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Perforación	22	21	21	21	16					
Terminación	22	21	21	21	16					
RMA										
Instalaciones										
Ductos y Líneas de Descarga	22	29	23	28	18					

Tabla 10. Actividades físicas del Plan.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

#### f) Perforación y terminación de pozos

Los pozos por perforar tendrán la siguiente distribución en el Área Contractual y siguientes características:

Campo	Número de pozos
Miquetla	226
Palo Blanco	66
<b>Total</b>	<b>292</b>

Tabla 11. Número de pozos por campo.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

- El esquema de explotación considera la perforación de pozos desviados por dos razones principales:
  - I. El arreglo de macroperas en superficie para favorecer la optimización de costos de construcción de localizaciones, menor afectación ambiental y los futuros procesos productivos de los pozos a perforar.
  - II. La arquitectura de pozos desviados permitirá alcanzar espesores aparentemente mayores a los de pozos verticales maximizando el área de contacto del pozo al yacimiento.
- El arreglo de pozos a perforar es un balance entre las mejores coordenadas de los objetivos de cada pozo sobre la base de estudios de caracterización que incluyen: evaluación petrofísica avanzada, geomecánica, estudios de inversión sísmica y modelado de propiedades. Además de consideraciones de superficie para la definición de las macroperas

*S. J. P.*



y variables ligadas a la construcción de trayectorias factibles y sistemas artificiales de producción.

- Para el desarrollo del Área Contractual se presentan 3 diseños de pozos Tipo, considerando el número de tubería de revestimiento y objetivos.
  - Pozo Tipo A, es un pozo con arquitectura de dos tuberías de revestimiento con objetivos Chicontepec y Tamabra.
  - Pozo Tipo B, presenta una arquitectura de 3 tuberías de revestimiento definidos por un análisis de geomecánica, con objetivos Chicontepec y Tamabra.
  - Pozo Tipo C, es un pozo con dos tuberías de revestimiento diseñado para penetrar Chicontepec con trayectoria direccional y alcanzar un mayor espesor aparente.

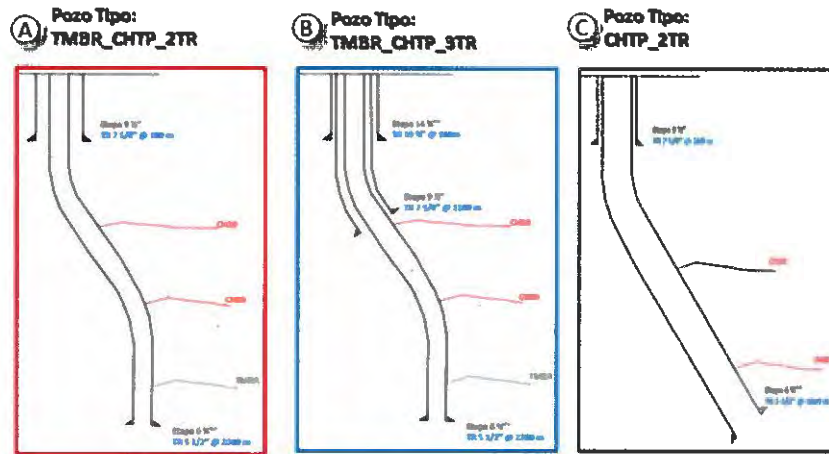


Figura 6. Esquema mecánico de Pozos Tipo en el Área Contractual.  
(Fuente: Operador).

### g) Infraestructura

Actualmente, el Área Contractual Miquetla cuenta con 2 Baterías de Separación operando, 4 Tanques de Almacenamiento, 113 oleogasoductos (103 operando y 10 fuera de operación), 3 oleoductos operando, 4 gasoductos operando como se muestra en la tabla siguiente:

Instalaciones	Número de Instalaciones
<b>Baterías de Separación</b>	<b>2</b>
Operando	2
<b>Tanques de Almacenamiento</b>	<b>4</b>
<b>Oleogasoductos</b>	<b>113</b>
Operando	103
Fuera de operación	10
<b>Oleoductos</b>	<b>3</b>
Operando	3
<b>Gasoductos</b>	<b>4</b>
Operando	4

Tabla 12. Infraestructura existente en el Área Contractual.  
(Fuente: Operador).

S

*[Handwritten signature]*

La infraestructura en superficie para manejar la producción de los pozos nuevos requerirá la construcción de nuevas macroperas, nuevos caminos, troncales de recolección de fluido de producción y ampliación por etapas de las Baterías Miquetla I y Miquetla II.

Como premisas de operación del campo Miquetla se mantendrá la sinergia existente con la infraestructura de recepción de gas y líquido de Pemex, a las que el campo Miquetla ha pertenecido desde sus inicios.

Considerando la estrategia de recategorización de reservas y los máximos de producción totales, se dividió la ampliación de la infraestructura en las Baterías de Separación y/o compresión en dos etapas:

- I. La primera ampliación será implementada dentro de los 2 primeros años del Plan y tendrá como objetivo elevar las capacidades de manejo de líquidos y gas hasta 10 Mbd y 16 MMpcd.
- II. La segunda ampliación tendrá como objetivo elevar las capacidades de manejo de líquidos y hasta a 16 Mbd y 28 MMpcd.

Una vez ejecutada la primera ampliación se tendrán de 2 a 3 años para la evaluación de los resultados y simultáneamente PEP conceptualizará, diseñará y empezará a ejecutar proyectos de ampliación de la infraestructura de recepción para cumplir con los pronósticos del Plan.

A continuación, se ilustran los esquemas conceptuales de las ampliaciones mencionadas para la etapa de Desarrollo de reservas probadas (Etapa 1) y recategorización de probables a probadas (Etapa 2).

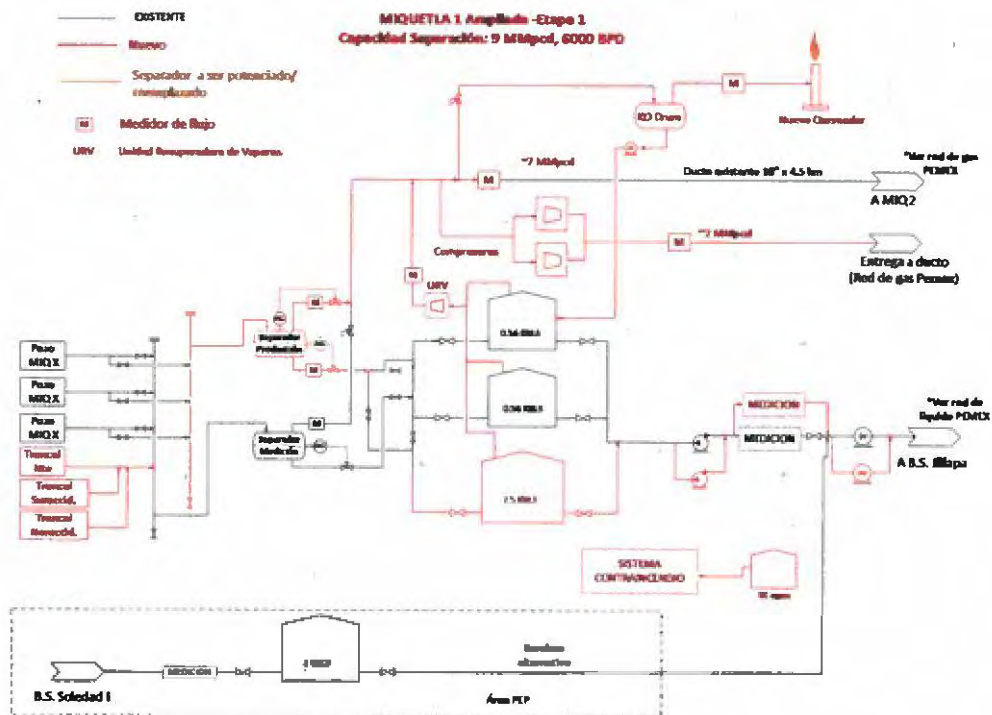


Figura 7. Esquema conceptual de ampliación en Miquetla I (Etapa 1) en el Área Contractual. (Fuente: Operador).

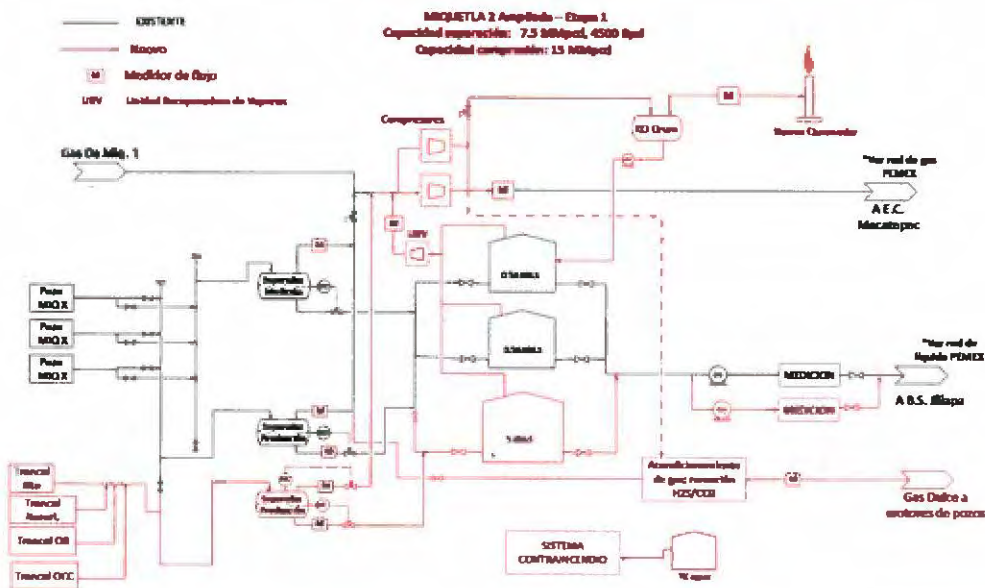


Figura 8. Esquema conceptual de ampliación en Miquetla II (Etapa 1) en el Área Contractual. (Fuente: Operador).

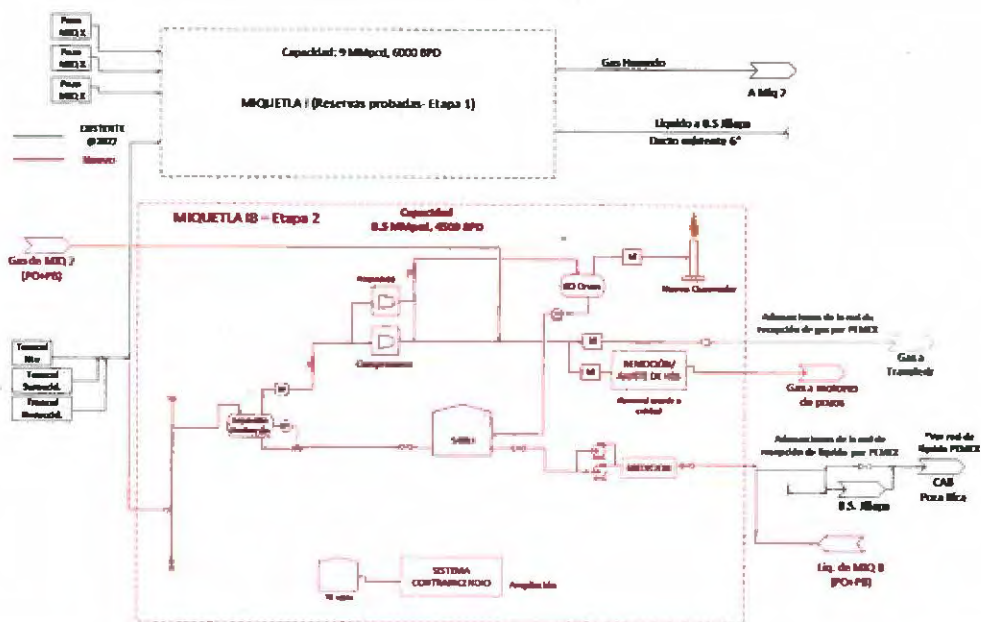


Figura 9. Esquema conceptual de ampliación en Miquetla I (Etapa 2) en el Área Contractual. (Fuente: Operador).

S

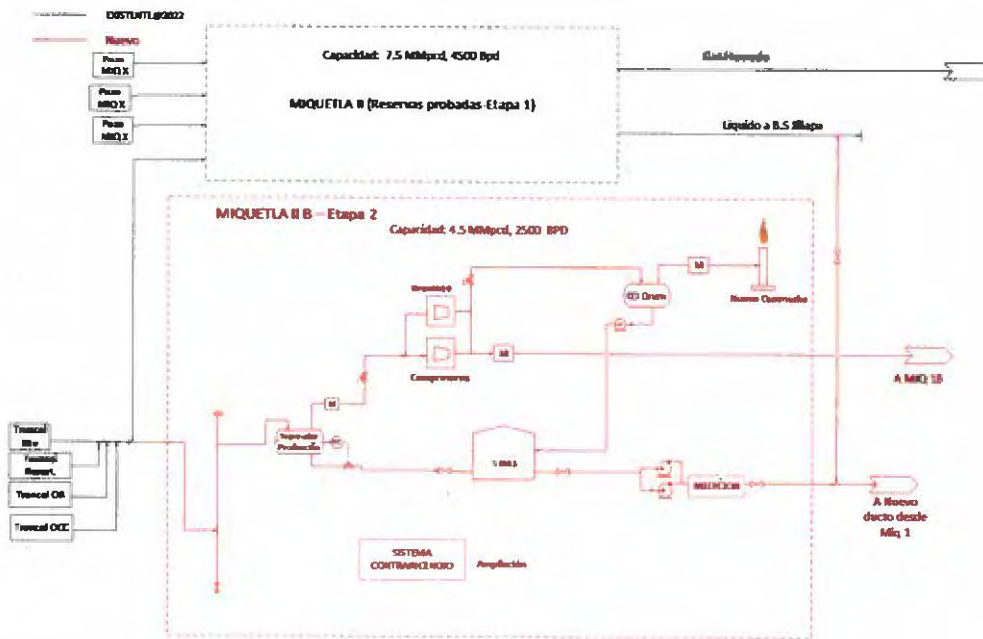


Figura 10. Esquema conceptual de ampliación en Miquetla II (Etapa 2) en el Área Contractual. (Fuente: Operador).

#### h) Tecnologías a utilizar

Las principales tecnologías que serán utilizadas durante el desarrollo de las actividades del Plan, así como el objetivo de la aplicación de éstas, son las siguientes:

- **Caracterización de Yacimientos**

- ✓ Inversión elástica-geoestadística con datos sísmicos 3D: Se obtendrán propiedades acústicas y elásticas de alta resolución, integrando los datos de pozo con datos sísmicos y su comportamiento de variaciones de amplitud.
- ✓ Descomposición de frecuencia por transformada de Fourier: La descomposición sísmica por el método de la Transformada de Fourier ha demostrado ser un método eficaz para la definición de las discontinuidades en los intervalos carbonatados asociados a posibles disoluciones y rangos de porosidad vertical y lateralmente variables.
- ✓ Análisis de anisotropía con datos sísmicos: Con la cobertura obtenida en la adquisición de los datos sísmicos Furbero ESARD 3D, es posible realizar un análisis de anisotropía, mediante la aplicación de correcciones NMO que permite analizar la velocidad en distintas direcciones, dando como resultado propiedades de velocidad que se complementan para obtener un panorama de la orientación de los patrones alineados o en red.
- ✓ Análisis de esfuerzos diferenciales en la definición de patrones de formación: Se podrá realizar la estimación de esfuerzos verticales y horizontales que a su vez se integrarán para la definición de diferenciales que apoyen a describir los patrones en red o en su caso se encuentren alineados.
- ✓ Análisis de unidades de flujo mediante metodología de Lorenz: Con la finalidad de

2

definir unidades de flujo en Tamabra y Chicontepec, antes y después de estimulaciones se usará metodología de Lorenz integrado resultados de trazadores radiactivos para robustecer el análisis post estimulación.

- ✓ Análisis de presión con datos de producción: Importante en el entendimiento del comportamiento de presión de los yacimientos y optimización del espaciamiento entre pozos a perforar.
- ✓ Modelado geomecánico y simulador de estimulación apuntalado 3D: Al incorporar nuevas técnicas de estimulación para Chicontepec y volúmenes mayores de apuntalante se requiere incorporar modelado y simulación 3D de estimulación que permita predecir resultados y optimizar recursos.

#### • **Perforación y Terminación**

- ✓ Registro de resonancia magnética continua: Ayuda a definir la textura de los cambios de roca, eliminando problemas de zonas de alta saturación de agua y zonas de buena porosidad, que no serán buenas productoras.
- ✓ Registro sísmico dipolar: Identificación y análisis de curvas de velocidades de onda P y S.
- ✓ Registro de imagen resistiva: Herramienta eléctrica que genera imagen de formación a partir de mediciones de resistividad en la zona invadida.
- ✓ Registro de presión y toma de muestras de fluidos de formación: Toma de medidas precisas de presión de formación y adquisición de muestras de fluidos de formación en pozos claves con la idea de entender el agotamiento diferencial del yacimiento Tamabra.
- ✓ Trazadores radioactivos para monitoreo de estimulaciones: Identificar el movimiento de los fluidos inyectados en la vecindad del pozo o determinar comunicación entre pozos aun cuando su uso se ha extendido a procesos de recuperación secundaria y mejorada.

#### • **Producción**

- ✓ Mejora de patrón de flujo tipo Venturi: Instalación de dispositivos mecánicos que se utilizan para restringir el flujo con la finalidad de: administrar la energía del yacimiento, prolongar la vida fluyente del pozo, disminuir caídas de presión en la tubería vertical, controlar producción de agua y evitar congelamiento de líneas de superficie en pozos de gas.
- ✓ Bombeo mecánico adaptado a pozos desviados: Incorporación de aditamentos y herramientas y materiales de última tecnología que permitan la operatividad de sistemas de bombeo mecánico en pozos con desviaciones y severidades mayores a estándares normales, incorporando varillas continuas, centralizadores y rotadores de varilla para mejorar desempeño y reducir índice de falla.
- ✓ Prueba piloto de bombeo neumático autoabastecido: Sistema artificial de producción por bombeo neumático que aprovecha la producción de gas de un grupo de pozos para emplear está en la inyección a pozos productores con la finalidad mejorar la productividad a menor costo.
- ✓ Sistema de monitoreo en tiempo real de producción de pozos e instalaciones: Monitoreo en tiempo real de parámetros de operación y flujo de pozos e



instalaciones claves del campo que permitan anticipar acciones para reducir las pérdidas de producción.

- **Medición**

- ✓ Medición multifásica en troncales de fluido de producción: Seguimiento operativo y trazabilidad de la producción con incertidumbre menor al 5% en troncales y cumplimiento de normativa y regulaciones oficiales para transferencia y custodia de producción con incertidumbre inferior al 1%.

Si bien la tecnología que utilizará el Operador no es nueva, sí es la adecuada, de acuerdo con las actividades que realizará, el uso de esta tecnología optimiza tiempo y dinero.

Lo anterior, permite determinar que dichas tecnologías son consistentes con las mejores prácticas de la industria, en cumplimiento a la Cláusula 6.2 del Contrato, así como a los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39, fracción IV de la LORCME.

**i) Programa Aprovechamiento del Gas Natural**

El Contratista, en cumplimiento del Artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y la Cláusula 6.2 del Contrato, presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) en el Plan de Desarrollo en los términos establecidos por los artículos 5, 10, 11, 13, 14 y 22 de las Disposiciones, en el cual detalla que se contemplaron los soportes y actividades necesarias para pasar a aprovechar el 98% del Gas Natural Asociado.

**Máxima relación gas-aceite a la que podrá producir por pozo**

De acuerdo al artículo 13 de las Disposiciones, el Contratista establece y propone en el Plan a la Comisión para su aprobación el valor máximo de la RGA para la etapa de Extracción en la que podrá producir un pozo dentro del Área Contractual, Tabla 13, lo cual coadyuvará asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos.

Área Contractual	Máxima Relación Gas Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Miquetla	303

Tabla 13. Máxima RGA.  
(Fuente: Operador).

No obstante, el Contratista establece en la información presentada en el Plan, el valor máximo de la RGA para el Área Contractual, dentro de la cual podrá producir un pozo, dicho valor podrá variar de acuerdo a las necesidades de extracción y la vida productiva del yacimiento, el Contratista deberá contar con el programa de seguimiento y cumplimiento de esta relación, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima RGA, esto con la finalidad de que la Comisión realice la evaluación y supervisión del cumplimiento del PAGNA mediante la revisión y análisis de los reportes trimestrales que presente a la Comisión de Conformidad con el artículo 25 y 27 de las Disposiciones del seguimiento de dichos programas o cuando se observen modificaciones que superen la máxima RGA.

El valor máximo de la RGA para el Área Contractual presentado por el Contratista es acorde con las actividades y formas de aprovechamiento de gas para el Área Contractual, las cuales están vinculadas directamente con la MAG.

### **Meta de Aprovechamiento de Gas**

El Operador estimó los valores de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, MAG) de manera mensual y anual del Área Contractual con base en las formas de aprovechamiento de gas previsto en el artículo 5 de las Disposiciones y en la fórmula establecida en su artículo 14, fracción III, los valores de la MAG integran el PAGNA de conformidad con el artículo 22, fracción III, de las Disposiciones, presentado para el Área Contractual:

$$MAG_t = \left[ \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento Anual
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área Contractual (volumen/año)

Para ejemplificar el cálculo de la MAG, se utilizarán los valores presentados por el Operador del Área Contractual para el año 2026, ya que, a partir de este año cumple con la MAG propuesta, de conformidad con en el artículo 15, y da cumplimiento al artículo 14, fracción III y 22, fracción III de las Disposiciones, por lo que el cálculo de la MAG propuesta para el Área Contractual para el 2026 es la siguiente:

- t = 2026
- A = 769.2 (mmpc/año)
- B = 0 (mmpc/año)
- C = 0 (mmpc/año)
- T = 5,983.8 (mmpc/año)
- GP = 6,890.8 (mmpc/año)
- GA = 0 (mmpc/año)

Por lo que la MAG del Área Contractual para el año 2020 es la siguiente:

$$MAG_t = \left[ \frac{769.2 + 0 + 0 + 5,983.8}{6890.8 + 0} \right] * 100$$

$$MAG_t = 98\%$$

Por lo que se concluye que, con los valores presentados del 2026, el Operador llegará a cumplir para este mismo año la MAG anual del 98%, y, sus acciones e inversiones programadas serán con relación a mantener dicho nivel a lo largo de la vigencia del Contrato.

El operador propone dentro del Plan alcanzar la MAG fuera del periodo de tiempo establecido en el Artículo 14, fracción II, inciso a) de las Disposiciones, lo cual es viable derivado de que actualmente no cuenta con la infraestructura para el manejo de gas dentro del Área Contractual.

Las acciones e inversiones para dar cumplimiento a la MAG propuesta, se reflejarán a partir del año 2026, con lo cual se iniciará el aprovechamiento en el Área Contractual conforme a lo manifestado en el análisis técnico económico presentado por el Operador en apego al artículo 6, fracción I de las Disposiciones. Lo anterior con base en el artículo 14, fracción III y 15 de las Disposiciones.

### **Análisis Técnico-Económico**

Derivado del análisis realizado a la información presentada por el Operador dentro del PAGNA sobre las formas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado establecido en el artículo 5 de las Disposiciones, y su correlativo 11 siguiente, se determinó que es técnica y económicamente viable el Autoconsumo y la Transferencia del gas producido en el Área Contractual, por lo que de conformidad con las bases establecidas en los artículos 4, fracción III, 11 y 14, fracción II inciso b) de las Disposiciones.

La MAG anual propuesta para las actividades de extracción, se alcanza una vez que el Operador realice la inversión y la construcción de la infraestructura necesaria para el Autoconsumo y la Transferencia, el Operador presenta el análisis técnico-económico con acciones e inversión que serán requeridas para alcanzar y mantener la MAG propuesta durante la vigencia del Contrato, con base en el artículo 22, fracción V de las Disposiciones.

Asimismo, el Operador presenta en el PAGNA el análisis técnico-económico realizado a diferentes escenarios para el aprovechamiento del gas natural asociado producido en el Área Contractual, con la finalidad de seleccionar la mejor alternativa técnica y económica. Bajo las siguientes consideraciones:

1. Los escenarios planteados fueron:
  - Autoconsumo.
  - Bombeo Neumático.
  - Conservación.
  - Transferencia.

El Operador llevó a cabo en análisis técnico tomando las siguientes consideraciones:

- La composición del gas natural asociado a través de los análisis cromatográficos
- Producción pronosticada de gas natural asociado
- Las alternativas dispuestas en las disposiciones técnicas.

*S. P.*  
24



- Los equipos, infraestructura e ingeniería requeridas para cada una de las alternativas dispuestas.
- La infraestructura para cada una de las alternativas es identificada de manera conceptual, no se realizó ingeniería básica ni de detalle para el dimensionamiento de equipos.
- Se establece la MAG objetivo en 98% acorde a las disposiciones técnicas de A.G.

Con base en las alternativas mencionadas en las Disposiciones, la propuesta para maximizar el aprovechamiento de gas natural (mínimo 98%) será una combinación entre Autoconsumo en las Baterías Miquetla I y Miquetla II; Autoconsumo en los pozos del Plan para generar la electricidad que alimenta el motor de las bombas de levantamiento artificial y la transferencia a un tercero. De igual manera, aunque el bombeo neumático (BN) no está contemplado, se ejecutará un proyecto piloto de BN en un pozo del Área Contractual al final del 2020 e inicio de 2021. Adicionalmente, la destrucción controlada se mantendrá en caso de contingencia por fallas de equipos, mantenimientos mayores y durante la ejecución de los proyectos de ampliación por etapas 2020-2021 y 2023-2024 mientras se ejecuta la puesta en marcha tanto de nuevos equipos de manejo de gas como de los oleogasoductos principales.

A continuación, se describirán cada una de las alternativas consideradas, incluyendo sus ventajas e implicaciones principales en su implementación. Se justificará la necesidad de combinarlas y de esta manera complementar no solo sus bondades técnicas, sino también económicas.

#### Autoconsumo

La alternativa de autoconsumo pretende utilizar el gas natural asociado producido por el Área Contractual como combustible en las siguientes opciones:

- Para generar la electricidad que alimenta el motor de las bombas de levantamiento artificial de cada pozo.
- Como combustible para equipo: a ser usado en los sistemas de compresión.

El consumo promedio de gas combustible del generador eléctrico que alimenta cada bomba de pozo es 8000 pcd; razón por la cual, el autoconsumo en esta opción depende del número de pozos activos por año del Plan. En la Figura 11 se aprecia la curva de consumo de gas en motores de pozos. El máximo caudal estimado por esta opción es 2.7 MMpcd aproximadamente, lo cual representa menos del 10% de la producción total del gas del campo.

En cuanto al consumo de gas estimado en sistemas de compresión (considerando transferencia simultánea), se prevé en promedio un 4.5% del gas producido, ver Figura 11. Al sumar el gas de autoconsumo en pozos y en baterías se obtiene máximo 3.8 MMpcd equivalentes al 15% del total del gas producido. Teniendo en cuenta este bajo porcentaje, se concluye que el autoconsumo por sí solo no es solución para alcanzar la MAG.

S  
P

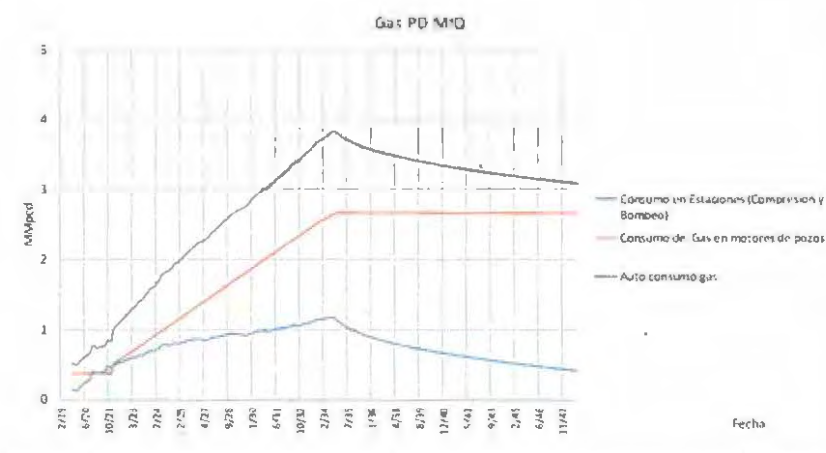


Figura 11. Estimado de autoconsumo en el Área Contractual

Como se mencionó en el análisis técnico esta alternativa se basa en la infraestructura futura que está asociada a:

- Los gasoductos que permiten llevar el gas a los pozos y
- Las plantas de remoción de gases amargos, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Los beneficios por su implementación están asociados al ahorro del gas licuado de petróleo (GLP) que se usaría como combustible en los equipos de bombeo de pozos en caso de no implementar esta alternativa.

El cálculo del consumo de GLP anual está basado en el equivalente energético para cubrir la misma demanda de gas natural asociado. En la tabla a continuación se presenta el cálculo de los costos de GLP si no se implementa el autoconsumo de gas natural asociado:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Autoconsumo de gas Natural (MMpc)	224.9	286.6	398.6	496.9	596.6	687.0	769.2	839.6	925.0	989.3	1067.8
Autoconsumo de gas Natural (MMBtu)	240643.0	306631.0	426493.0	531720.0	638366.6	735119.1	822991.9	898335.7	989710.9	1058518.0	1142570.5
LPG equivalente anual (litros)	9,201,145	11,724,238	16,307,241	20,330,668	24,408,372	28,107,768	31,467,642	34,348,461	37,842,254	40,473,136	43,686,942
Precio GLP (MXN/litro)	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.5	7.8
Costo GLP (MXN)	48,766,067	64,624,001	93,480,932	121,206,952	151,338,016	181,246,204	211,028,013	239,561,228	274,485,611	305,311,231	342,736,938
MXN/USD	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
Costo GLP (USD)	2,553,197	3,383,456	4,894,290	6,345,914	7,923,456	9,489,330	11,048,587	12,542,473	14,370,974	15,984,881	17,944,342

Tabla 14. Determinación costos OPEX por GLP si no hay autoconsumo.

Bases del cálculo de la tabla anterior:

- Valores de autoconsumo de gas basados en la Figura 11.
- Poder calorífico promedio del gas: 1070 BTU/ft<sup>3</sup>
- Poder calorífico GLP: 26153.6 BTU/litro

*SA*

- Costo actual de GLP basado del Contrato entre DWF e Hilda Gas (oscila entre 5.2 y 5.8 MXN/l)
- De manera conservativa no se consideró la inflación para la tasa de cambio; sin embargo, si se usó la inflación para incrementar el precio comercial del GLP con un IPC constante del 4% que corresponde al promedio de la inflación en México durante los últimos ocho años.

A continuación, el resumen de las inversiones, gastos operativos y determinación de VPN para la opción autoconsumo:

Inversiones (Autoconsumo)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gasoductos		506,145	665,586	331,162	128,872	74,459	85,914	488,127	81,141	147,964	103,615
Plantas de remoción de gases amargos (USD)		1,000,000			1,250,000						
Ingeniería asociada (USD)	137,659	137,659		129,805	129,805						
Gastos operativos y de mantenimiento (Autoconsumo) USD		225,922	281,550	315,993	535,463	562,094	590,592	648,384	680,000	717,557	753,512
Ahorro de GLP para generar electricidad en equipos de bombeo en pozos (USD)		3,383,456	4,894,290	6,345,914	7,923,456	9,489,330	11,048,587	12,542,473	14,370,974	15,984,881	17,944,342
Flujo anual (USD)	137,659	1,513,730	3,947,154	5,568,954	5,879,316	8,852,777	10,372,081	11,405,961	13,609,833	15,119,360	17,087,215
Tasa de descuento	0.10										
VPN (USD antes de impuestos)	49,254,001										
TIR para VPN=0 (antes de impuestos)	12.384										
VPN (USD)	0.00										

Tabla 15. Inversiones, gastos operativos, y ahorro en GLP anuales para determinación de VPN opción Autoconsumo

De la tabla anterior se aprecia un VPN (@10%) antes de impuestos positivo y una TIR relevante (1200%) para esta alternativa, la cual evidencia que el monto del ahorro es más de diez veces el necesario en la inversión requerida. Se evidencia, por tanto, que implementar el autoconsumo evita un gasto operativo considerable en consumo de GLP.

### Transferencia

La alternativa de transferencia corresponde al envío del gas natural producido hacia un límite de batería en donde terceros obtendrían el fluido y se encargarían de su tratamiento, procesamiento y posible uso, y comercialización.

En esencia, las instalaciones futuras que contempla el campo Miquetla en su Plan para atender el incremento de producción por los 292 nuevos pozos y 21 reparaciones mayores, mantienen el mismo esquema de aprovechamiento de gas existente, el cual está orientado a autoconsumir entre 10 y 15 % del total del gas producido y transferir el restante a un tercero (PEP).

Cada una de las ampliaciones de capacidad de las baterías Miquetla I y Miquetla II contemplan nuevos sistemas para el manejo y aprovechamiento de gas orientado a las dos alternativas descritas previamente: autoconsumo y transferencia. En las figuras 12 y 13, se ilustran los esquemas conceptuales de las ampliaciones mencionadas para la etapa de desarrollo de reservas probadas (Etapa 1: 2020-2021), mientras que en las figuras 14 y 15 se identifican las ampliaciones para la etapa de recategorización de reservas probables a probadas (Etapa 2: 2023-2024).

8  
A [Signature]

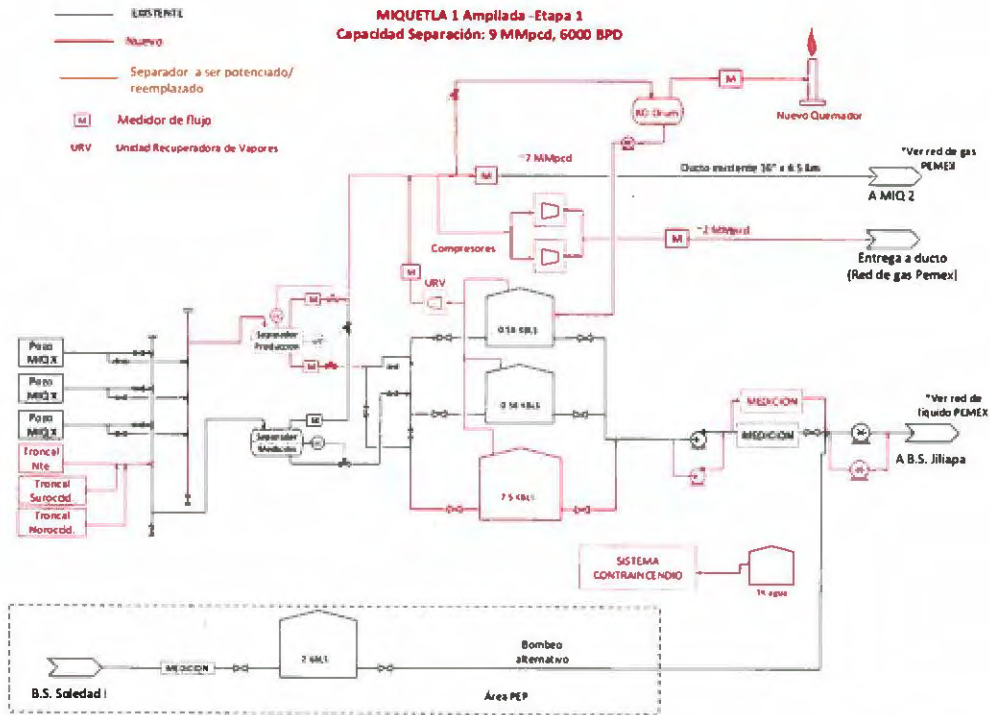


Figura 12. Esquema de ampliación Miquetla 1, reservas probadas (Etapa 1)

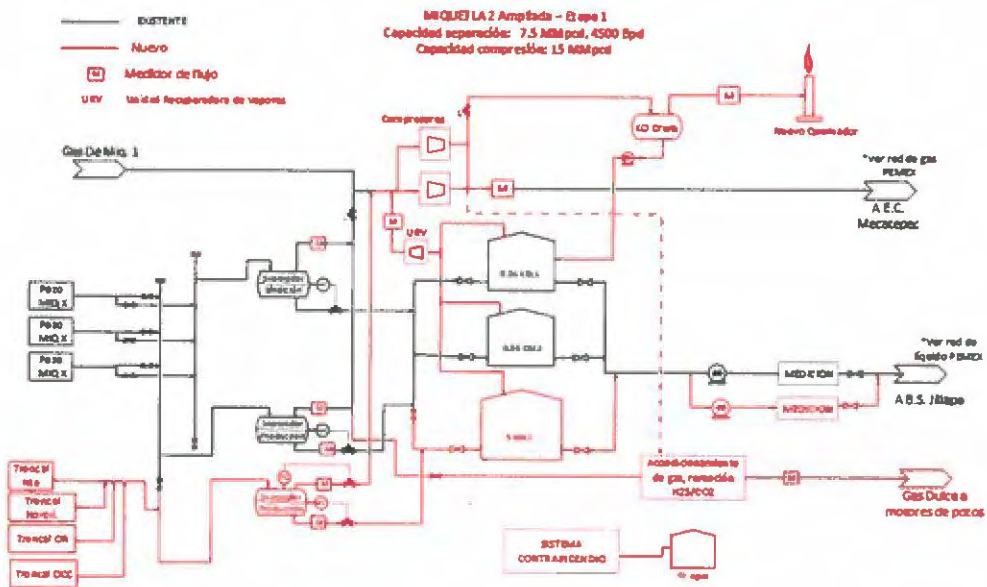


Figura 13. Esquema de ampliación Miquetla 2, reservas probadas (Etapa 1)

Las figuras 12 y 13 muestran que la ampliación en las estaciones Miquetla-I y Miquetla-II será similar; habrá incremento de almacenamiento, implementación de sistemas completos de relevo de gas por emergencia y sistemas contra incendio, ampliación de la capacidad de

*Handwritten signature*

bombeo y separación, y complementos del sistema de medición de líquido y gas. Adicionalmente, se ampliará la capacidad de compresión de las Baterías.

Previendo que el gas producido en algunas zonas del campo será amargo por la combinación de las terminaciones de los nuevos pozos con objetivo Tamabra, se contempla la adquisición de un paquete de remoción de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> para acondicionar el gas antes de ser enviado a los motores de combustión interna contemplados como fuente de levantamiento artificial para los nuevos pozos.

Posterior a la culminación de la Etapa 1, para atender los pronósticos de producción después de 2024, es necesario la segunda ampliación de las capacidades de las Baterías de separación Miquetla-I y Miquetla-II. La segunda ampliación considera los siguientes elementos: separadores bifásicos, ampliación del sistema de almacenamiento, sistema de medición líquida y de bombeo, ampliación de los sistemas de relevo, contra incendio y de compresión, principalmente. Estas ampliaciones se esquematizan en las Figuras 14 y 15.

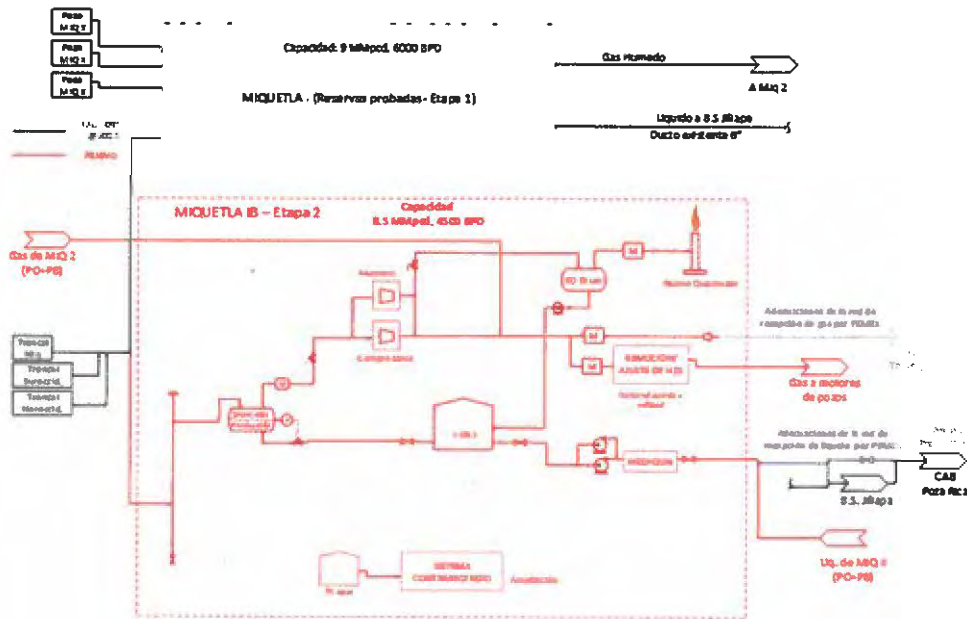


Figura 14. Esquema de ampliación Miquetla-I, reservas posibles y probables (Etapa 2)

*S*

*[Handwritten mark]*

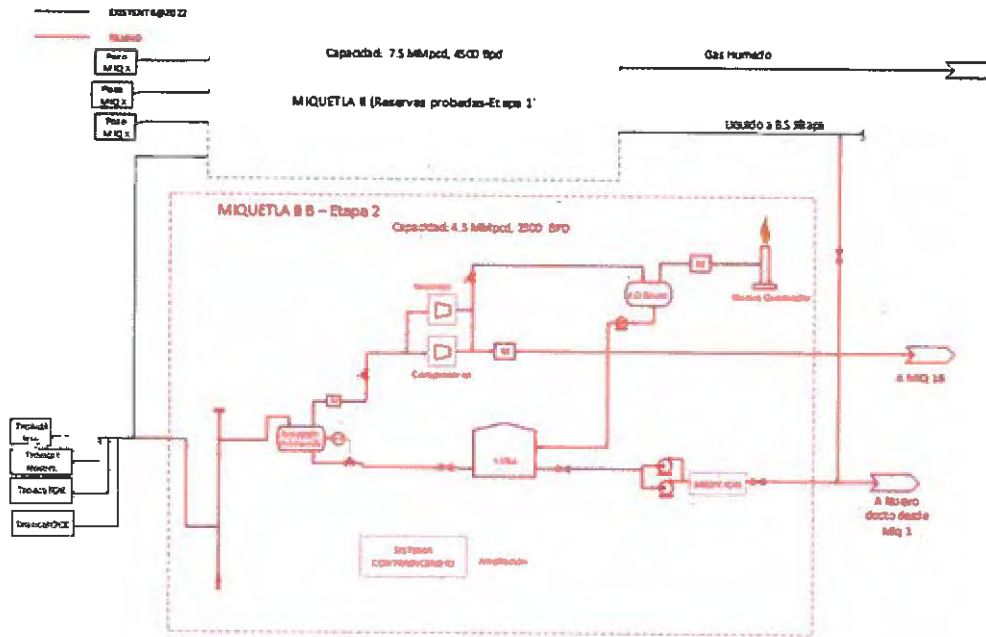


Figura 15. Esquema de ampliación Miquetla-II, reservas posibles y probables (Etapa 2)

De manera continua y en paralelo a las dos etapas de ampliación que van a tener las estaciones de separación y compresión de gas, los nuevos pozos serán agrupados en macroperas nuevas de 8-10 pozos; con ductos troncales de interconexión entre ellas que llevarán el fluido de producción a las Baterías Miquetla-I y Miquetla-II. Por los mismos derechos de vía de los ductos colectores, irán los gasoductos que distribuirán el gas dulce a los motores de los pozos en las nuevas macroperas que se muestran en las Figuras.

A continuación, el resumen de los sistemas para manejo de gas acorde a la batería y etapa.

No	Etapa de ampliación	Acciones/ Nuevos equipos	Fecha Término
1	MIQ 1 (ETAPA 1)	Separación de gas	15/10/2021
2		Sistema de compresión	15/10/2021
3		Sistema de relevo (Quemador+ KO drum)	15/10/2021
4		Unidad recuperadora de vapores	15/10/2021
5	MIQ 2 (ETAPA 1)	Separación de gas	15/10/2021
6		Sistema de compresión	15/10/2021
7		Sistema de relevo (Quemador, KO drum)	15/10/2021
8		Unidad recuperadora de vapores	15/10/2021
9		Sistema remoción de gases amargos (H2S)	15/10/2021
10	Bapa 1	Construcción oleogasoductos ramales y troncales principales (Actividad continua) para nuevos pozos/Macroperas	2021-2024
11	MIQ 1 (ETAPA 2)	Separación de gas	15/10/2024
12		Sistema de compresión	15/10/2024
13		Sistema de relevo (Quemador+ KO drum+ bomba)	15/10/2024
14		Sistema remoción de gases amargos (H2S)	15/10/2024
15	MIQ 2 (ETAPA 2)	Separación de gas	15/10/2024
16		Sistema de compresión	15/10/2024
17		Sistema de relevo (Quemador, KO drum, bomba)	15/10/2024
18	Bapa 2	Construcción oleogasoductos ramales (Actividad continua) para nuevos pozos/Macroperas	2024-2034

Tabla 16. Sistemas contemplados para el manejo de gas en el Área Contractual

8  
A

Bajo esta alternativa de transferencia total o combinada con autoconsumo se alcanza la meta de aprovechamiento de gas (98%) en el 2026.

La opción de transferencia es la que garantiza la meta de aprovechamiento de gas. Su infraestructura abarca los sistemas de compresión a 180 psig de las dos etapas de ampliación, los equipos y ductos asociados al sistema de quema de emergencia y las unidades de recuperación de vapor. Por otro lado, el beneficio de su implementación está asociado a la venta de gas disponible luego de restar el autoconsumo.

El ingreso por la venta de este gas a terceros se establece con base a los precios del contrato con PEMEX.

A continuación, el resumen de las inversiones, gastos operativos y determinación de VPN para la opción transferencia:

Inversiones (Transferencia)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sistemas de compresión de baja presión (USD)	2,616,000	6,104,000		2,280,000	5,320,000	-					
Sistema de quema de emergencia, tambor para despojo de líquidos, bombas y ductos asociados. (USD)	120,000	280,000	-	-	114,000	266,000	-	-	-	-	-
Unidades recuperadoras de vapores			340,000								
Ingeniería asociada (USD)	312,180	728,420	263,340	614,460							
Gastos operativos y de mantenimiento (Transferencia)	-	638,400	687,736	874,845	1,290,219	1,360,448	1,414,866	1,471,461	1,530,319	1,591,532	1,655,193
Ingreso por venta de gas (USD)	3,171,008.25	5,975,393	8,346,126	10,097,013	12,113,565	14,974,186	16,657,166	17,609,021	19,430,216	20,223,528	21,886,259
Flujo anual (USD)	122,828.25	-1,775,426.94	7,065,050	6,327,708	5,389,346	13,347,738	15,242,300	16,137,561	17,899,897	18,631,996	20,231,066
Tasa de descuento	0.10										
VPN (USD antes de impuestos)	61,999,587										
TIR para VPN=0 (antes de impuestos)	NA	VPN	-								

Gas disponible para transferencia (MMpc)	1441	2612	3507	4080	4707	5594	5984	6082	6453	6459	6721
Gas disponible para transferencia (Mpc)	1,441,367	2,611,623	3,507,483	4,080,094	4,706,694	5,594,404	5,983,818	6,082,459	6,453,395	6,458,537	6,720,715
Precios de venta de gas (Humedo) USD/Mpc	2.20	2.29	2.38	2.47	2.57	2.68	2.78	2.90	3.01	3.13	3.26

Tabla 17. Inversiones, gastos operativos anuales para determinación de VPN opción Transferencia

De la tabla anterior se aprecia un VPN (@10%) antes de impuestos positivo. El VPN de 61.99 MMUSD ratifica la opción de transferencia como pilar de aprovechamiento de gas del Plan. La TIR no aplica dado que no es posible calcularla de forma tradicional pues hay más de un cambio de signo en el flujo de caja operativo en el proyecto. Hay formas de buscar una posible TIR a través de cálculo numérico, Sin embargo, esta fuera del alcance de este análisis. Independiente al cálculo de la TIR para VPN=0, se puede interpretar que la Tasa Interna de Retorno es mayor al 10%.

### Bombeo Neumático

Inicialmente, no se contempla usar Bombeo Neumático (BN) como alternativa de aprovechamiento de gas. El Plan considera realizar un proyecto piloto de BN en uno de sus pozos. Este proyecto se ejecutará en el segundo semestre del primer año del plan y primer semestre del segundo. Una vez se tengan los resultados del proyecto piloto, se evaluará la factibilidad de su aplicación en una o varias zonas del campo.

Esta alternativa tiene como objetivo principal reemplazar el bombeo mecánico. El impacto económico de esta opción trae consigo el beneficio de eliminar la compra de GLP a un tercero para los pozos en lo que se implemente el BN.

S  
A

Las condiciones operativas contempladas para un posible uso de BN, las cuales serán confirmadas en el proyecto piloto a realizar, son: 60 Kg/cm<sup>2</sup> (850 psig) en cabeza de pozo y un gasto de gas promedio a ser inyectado de 0.2 MMpcd.

Teniendo en cuenta el gasto promedio por pozo y la entrada paulatina de los 292 nuevos pozos, el estimado de requerimiento de gas para Bombeo Neumático del campo se muestra a continuación:

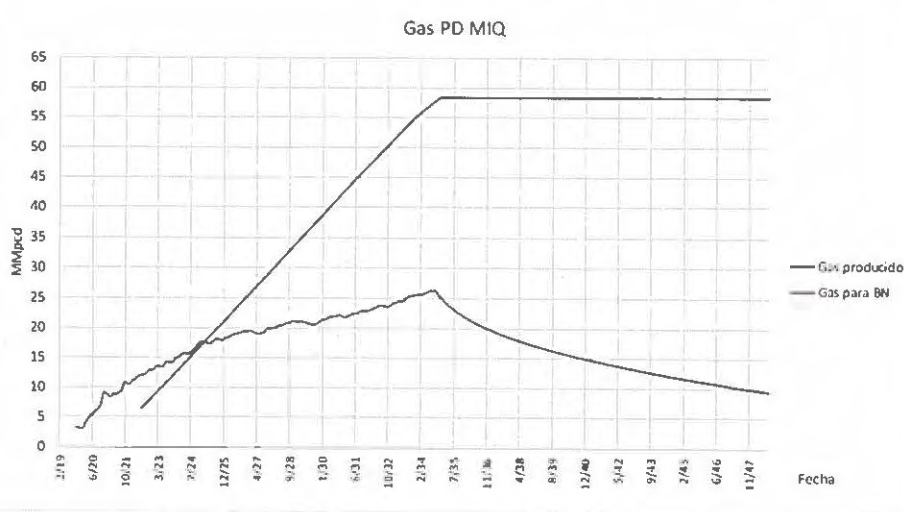


Figura 16. Estimado de consumo de gas para BN

De la figura 16 se aprecia que para implementar BN en todo el campo se requeriría más del gas producido a partir del 2024; razón por la cual, solamente se puede implementar en una zona del campo y limitado a la capacidad del gas producido.

Los equipos necesarios para implementar BN usando el gasto de gas producido en el Área Contractual tienen como base los usados en el numeral anterior de transferencia, adicionando una segunda etapa de compresión en las baterías de separación que eleve de 200 a 1000 psig antes de ser enviados por la red de gasoductos para distribución del gas a inyectar.

Aunque esta alternativa es atractiva, para ser implementada como reemplazo parcial del bombeo mecánico requiere más gas del que produciría el campo y no satisface por si sola la MAG requerida. El gas usado en bombeo neumático hace parte de una recirculación que garantiza la producción, pero no consume el gas; razón por la cual, la alternativa descrita como transferencia, es vital para alcanzar el objetivo de aprovechamiento de gas.

Como se mencionó en el análisis técnico esta alternativa tiene los equipos asociados a la transferencia más una etapa adicional de compresión de 200 psig a 1000 psig. Adicionalmente, contempla las redes de distribución de gas para inyección.

Los beneficios por su implementación están asociados al ahorro del gas licuado de petróleo (GLP) que se usaría como combustible en los equipos de bombeo de los pozos correspondientes en caso de no implementar esta alternativa.

S  
[Handwritten signature]



El cálculo del consumo de GLP anual está basado en el equivalente energético para cubrir la misma demanda de gas natural asociado. En la tabla a continuación se presenta el cálculo de los costos de GLP si no se implementa el autoconsumo de gas natural asociado:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
consumo de gas ahorrado por uso de BN (MMscf)	0.0	0.0	46.6	201.2	233.1	258.6	275.6	282.5	301.2	304.0	317.9
consumo de gas ahorrado por uso de BN (MMBTU)	0.0	0.0	49828.2	215271.3	249429.8	276649.0	294925.6	302308.8	322238.5	325271.6	340152.5
LPG equivalente anual (litros)	-	-	1,905,216	8,231,039	9,537,115	10,577,856	11,276,676	11,558,979	12,321,003	12,436,974	13,005,955
Precio GLP (MXN/litro)	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.5	7.8
Costo GLP (MXN)	-	-	10,921,611	49,071,638	59,132,503	68,206,771	75,623,542	80,617,386	89,369,358	93,818,964	102,035,549
MXN/USD	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
Costo GLP (USD)	-	-	571,812	2,569,196	3,095,943	3,571,140	3,959,348	4,220,806	4,679,024	4,911,968	5,342,175

Tabla 18. Determinación costos OPEX por GLP si no hay autoconsumo

Bases del cálculo de la tabla anterior:

- Consumo de gas para motores ahorrado, el cual está basado en el número de pozos máximo que se puede atender con BN, ilustrado a continuación:

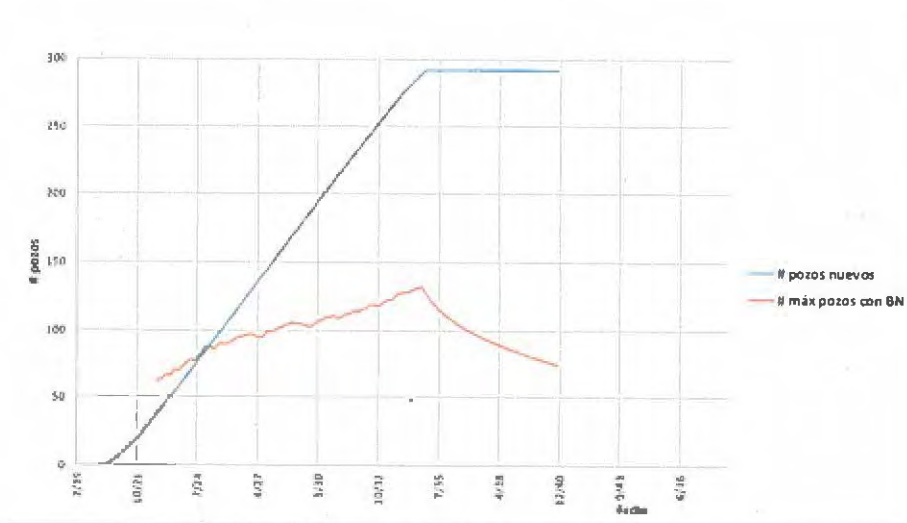


Figura 17. Comparativa de: máximo número de pozos con BN acorde a producción de gas vs pozos nuevos a perforar

- Poder calorífico promedio del gas<sup>2</sup>: 1070 BTU/ft<sup>3</sup>
- Poder calorífico GLP: 26153.6 BTU/litro
- Costo actual de GLP basado del Contrato entre DWF e Hilda Gas (oscila entre 5.2 y 5.8 MXN/l)
- De manera conservativa no se consideró la inflación para la tasa de cambio; sin embargo, si se usó la inflación para incrementar el precio comercial del GLP con un IPC constante del 4% que corresponde al promedio de la inflación en México durante los últimos ocho años.

*S*  
*[Handwritten signature]*

A continuación, el resumen de las inversiones, gastos operativos y determinación de VPN para la opción de BN:

Inversiones (Bombeo Neumático)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sistemas de compresión de baja presión 200 psig(USD)	2,616,000	6,104,000		2,280,000	5,320,000						
Complemento sistema de compresión de alta presión (1000 psig)		2,092,800	4,883,200	1,824,000	4,256,000						
Sistema de quema de emergencia, tambor para despojo de líquidos, bombas y ductos asociados. (USD)	120,000	280,000			114,000	266,000					
redes de distribución de gas		506,145	665,586	331,162	128,872	74,459	85,914	488,127	81,141	147,964	103,615
Unidades recuperadoras de vapores			340,000								
Ingeniería asociada (USD)	581,055	1,355,795	481,618	1,123,776							
Gastos operativos y de mantenimiento (Transferencia)	-	820,326	1,265,354	1,626,430	2,378,808	2,497,792	2,603,718	2,742,036	2,857,397	2,982,050	3,108,585
Ahorro de GLP para generar electricidad en equipos de bombeo en pozos (USD)		-	571,812.08	2,569,195.73	3,095,942.59	3,571,139.82	3,959,347.77	4,220,805.54	4,679,023.99	4,911,987.65	5,342,175.36
Flujo anual (USD)	- 3,317,055	- 11,159,066	- 7,063,947	- 4,616,172	- 9,101,737	732,888	1,269,715	990,643	1,740,486	1,781,974	2,129,975
Tasa de descuento	0.10										
VPN (USD antes de impuestos)	- 24,915,419										

Tabla 19. Inversiones, gastos operativos anuales para determinación de VPN opción BN

De la tabla anterior se aprecia un VPN (@10%) antes de impuestos negativo para esta alternativa. De estos resultados se aprecia que los beneficios de esta alternativa por sí sola no compensan las altas inversiones en equipos de compresión, principalmente. Adicionalmente, es vital realizar la prueba piloto para corroborar los parámetros de gasto de inyección promedio por pozo y presión de inyección.

### Conservación

La conservación no está contemplada en el Área Contractual dado su nulo beneficio técnico-económico, opuesto a la transferencia. Esta alternativa requiere reinyectar el gas separado en las baterías en varios pozos destinados para tal fin. La infraestructura requerida en esta alternativa es similar al BN, en la cual se comprime el gas producido a valores mínimo de 900-1000 psig.

Esta alternativa considera la infraestructura dentro de las baterías igual que la alternativa de BN. También considera redes de distribución hacia los pozos de inyección para conservación, pero a diferencia de las demás alternativas no contempla beneficio económico por su implementación.

A continuación, el resumen de las inversiones, gastos operativos y determinación de VPN para la opción de Conservación:

Inversiones (Bombeo Neumático)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sistemas de compresión de baja presión 200 psig(USD)	2,616,000	6,104,000		2,280,000	5,320,000						
Complemento sistema de compresión de alta presión (1000 psig)		2,092,800	4,883,200	1,824,000	4,256,000						
Sistema de quema de emergencia, tambor para despojo de líquidos, bombas y ductos asociados. (USD)	120,000	280,000			114,000	266,000					
redes de distribución de gas		506,145	665,586	331,162	128,872						
Unidades recuperadoras de vapores			340,000								
Ingeniería asociada (USD)	581,055	1,355,795	479,161	1,118,043							
Gastos operativos y de mantenimiento (Transferencia)	-	820,326	1,265,354	1,626,430	2,378,808	2,492,580	2,592,283	2,695,975	2,803,814	2,915,966	3,032,605
beneficio de implementación											
Flujo anual (USD)	- 3,317,055	- 11,159,066	- 7,633,301	- 7,179,634	- 12,197,680	- 2,758,580	- 2,592,283	2,695,975	2,803,814	2,915,966	3,032,605
Tasa de descuento	0.10										
VPN (USD antes de impuestos)	- 41,768,973										

Tabla 20. Inversiones, gastos operativos anuales para determinación de VPN opción BN

Handwritten signature and initials in blue ink.

De la tabla anterior se aprecia un VPN (@10%) antes de impuestos negativo para esta alternativa. Dado que no se tienen beneficios por implementar esta alternativa, resulta inviable realizar estas inversiones.

### Conclusiones

Las alternativas planteadas en el Plan: autoconsumo y transferencia, son viables técnicamente y están contempladas en la estrategia actual y futura de aprovechamiento de gas del Plan. Por otro lado, el autoconsumo y el BN de manera aislada no permiten alcanzar la meta de aprovechamiento dado que su implementación solamente representa el 15% del total de gas producido en el caso de autoconsumo y no aplica para alcanzar la meta en el caso de BN..

### Características, composición del gas a producir

En la Tabla 21 se muestran las características y los componentes de la muestra de gas natural producido del Área Contractual, de conformidad con el artículo 22, fracción II de las Disposiciones, asimismo se aprecian las propiedades del gas natural del Área Contractual.

Fecha muestra	02-abr-19	10-jun-19	08-jul-19	12-ago-19	06-sep-19
Empresa	Fujisan Survey	Fujisan Survey	Fujisan Survey	Fujisan Survey	Fujisan Survey
Gas de estación	Línea succión compres. MIQ II	Línea succión compres. MIQ II	Línea succión compres. MIQ II	Línea succión compres. MIQ II	Línea succión compres. MIQ II
Base de medida	% mol seco	% mol seco	% mol seco	% mol seco	% mol seco
Oxígeno	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
Nitrogeno	0.76	0.42	0.48	0.58	0.58
H2S	0.27	0.36	0.24	0.28	0.31
CO2	0.01	1.08	0.57	0.77	0.70
Metano	84.04	86.99	85.29	84.21	85.26
Etano	7.32	6.04	6.28	6.73	6.23
Propano	4.27	2.90	3.88	3.99	3.73
Isobutano	0.54	0.42	0.48	0.48	0.46
n-butano	1.49	0.99	1.37	1.41	1.31
Isopentano	0.36	0.24	0.36	0.37	0.34
Pentano	0.48	0.29	0.68	0.51	0.47
Hexanos/ C6+	0.43	0.28	0.38	0.380	0.357
Heptanos	--	--	--	0.194	0.182
Octanos	--	--	--	0.080	0.067
Nonanos	--	--	--	0.014	0.014
Decanos+	--	--	--	0.000	0.007
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
PM calculado	19.72	19.21	19.84	20.10	19.91
Poder cal neto BTU/ft <sup>3</sup>	1078.10	1032.42	1079.14	1085.56	1074.53
Poder cal bruto BTU/ft <sup>3</sup>	1190.28	1141.20	1191.45	1198.20	1186.42

Tabla 21. Análisis de la composición del Gas.  
(Fuente: Operador).

Del análisis realizado a la información de la Tabla 21, se tiene que el gas producido en el Área Contractual está compuesto en promedio (aritmético) en un 85.16 % molar de metano.

De los valores de las propiedades de gas presentados por el Operador, se observa que el gas producido en el Área Contractual presenta un poder calorífico promedio de 1260 BTU/ft<sup>3</sup> mayor de lo que establece la Norma Mexicana NOM-001-SECRE-2010<sup>3</sup>, por lo que resulta ser un gas comercial.

<sup>3</sup> Poder calorífico superior mínimo de 37.3 MJ/m<sup>3</sup> y poder calorífico superior máximo de 43.6 MJ/m<sup>3</sup>

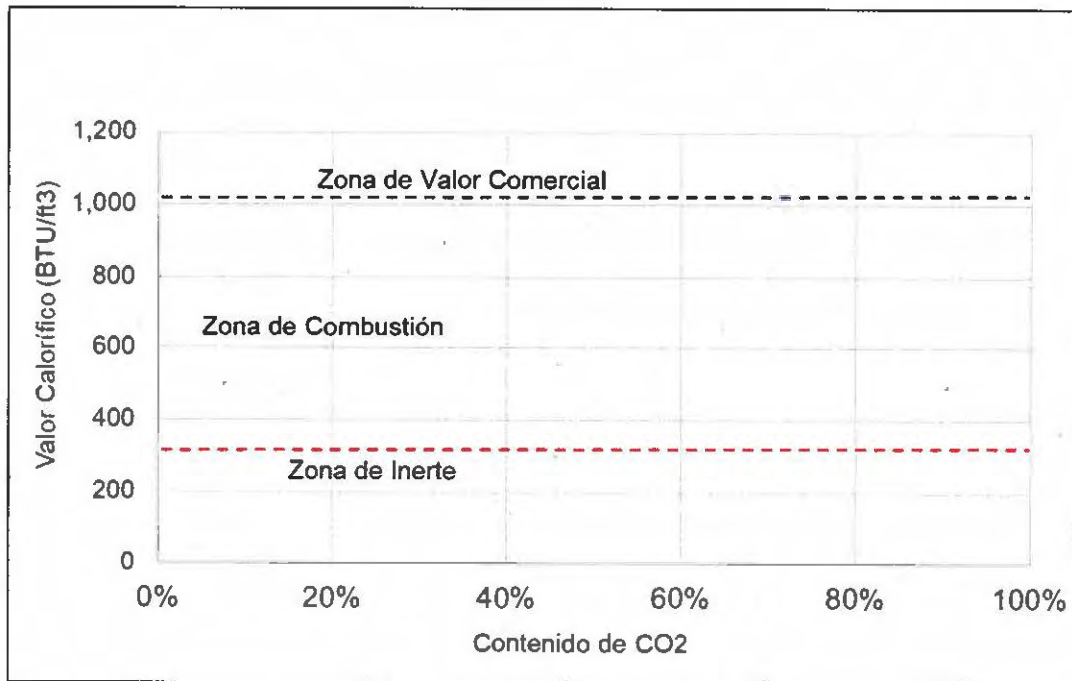


Figura 18. Propiedades del gas producido en el Área Contractual.  
(Fuente: Comisión).

**Programa Mensual de Aprovechamiento de Gas**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado presentado por el Operador incluye, para los tres primeros años, los pronósticos de producción y la cantidad de volumen de gas que se destinará en cada rubro de manera mensual para alcanzar y mantener la MAG, establecido en los artículos 14, fracción II y 22, fracción IV de las Disposiciones, por lo que cumple con lo establecido en los artículos 4 y 5 de las mismas, esto se puede apreciar en las Tablas 22, 23 y 24.

Programa de gas (MMPCD)	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Gas producido Total	3.01	3.12	3.82	4.31	4.85	5.28	5.40	5.91	6.14	6.42	7.39	8.89
Autoconsumo	0.51	0.51	0.54	0.57	0.59	0.61	0.62	0.64	0.65	0.66	0.70	0.77
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40	0.40	0.40
Transferencia	2.11	2.20	2.78	3.19	3.63	3.98	4.09	4.50	4.29	4.52	5.32	6.57
Gas Natural no aprovechado	0.39	0.41	0.50	0.56	0.63	0.69	0.70	0.77	0.80	0.83	0.96	1.16
<b>% Aprovechamiento</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>

Tabla 22. Porcentaje de aprovechamiento mensual 2020. (Fuente: Operador).

Programa de gas (MMPCD)	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Gas producido Total	8.87	8.69	8.29	8.29	8.76	8.68	8.73	9.07	9.21	10.29	10.76	10.49
Autoconsumo	0.77	0.76	0.74	0.74	0.77	0.76	0.77	0.78	0.79	0.83	0.86	0.84
Bombeo Neumático	0.40	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	6.54	6.40	6.47	6.46	6.86	6.79	6.83	7.11	7.23	8.11	8.50	8.49

Handwritten signature and the number 36.

Gas Natural no aprovechado	1.15	1.13	1.08	1.08	1.14	1.13	1.14	1.18	1.20	1.34	1.40	1.15
% Aprovechamiento	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	89%

Tabla 23. Porcentaje de aprovechamiento mensual 2021. (Fuente: Operador).

Programa de gas (MMPCD)	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
Gas producido Total	10.37	10.75	11.11	11.23	11.61	11.86	11.98	12.05	12.12	12.38	12.80	12.78
Autoconsumo	0.84	0.99	1.02	1.04	1.07	1.10	1.12	1.14	1.15	1.18	1.21	1.23
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	8.60	8.79	9.09	9.18	9.49	9.69	9.78	9.83	9.87	10.09	10.44	10.41
Gas Natural no aprovechado	0.93	0.97	1.00	1.01	1.05	1.07	1.08	1.08	1.09	1.11	1.15	1.15
% Aprovechamiento	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%

Tabla 24. Porcentaje de aprovechamiento mensual 2022. (Fuente: Operador).

### Programa Anual de Aprovechamiento de Gas

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado presentado por el Operador incluye el pronóstico de producción y la cantidad de volumen de gas que se destinará en cada rubro de manera anual para mantener la MAG, de acuerdo con lo establecido en los artículos 14, fracción II y 22, fracción IV de las Disposiciones, por lo que cumple con lo establecido en los artículos 4 y 5 de las mismas, para el periodo 2023-2048, el cual culmina a la vigencia del Contrato, Tabla 25.

Programa de gas (MMPC)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gas producido	5029.7	5827.8	6463.8	6890.8	7063.3	7528.9	7599.8	7947.5	8199.4	8622.1	9078.4	7154.8	8525.4
Autoconsumo	496.9	596.6	687.0	769.2	839.6	925.0	989.3	1067.8	1141.8	1224.4	1304.0	1041.2	1353.8
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	4080.1	4706.7	5594.4	5983.8	6082.5	6453.4	6458.5	6720.7	6893.6	7225.2	7592.8	5970.5	7001.1
Gas Natural no aprovechado	452.7	524.5	182.3	137.8	141.3	150.6	152.0	158.9	164.0	172.4	181.6	143.1	170.5
<b>% Aprovechamiento</b>	<b>91%</b>	<b>91%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>

Programa de gas (MMPC)	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Gas producido	7606.9	6940.4	6433.5	6004.5	5644.2	5288.0	4973.5	4682.1	4422.3	4154.1	3913.7	3668.3	3181.4
Autoconsumo	1315.1	1282.5	1259.7	1240.4	1226.8	1208.1	1194.0	1180.9	1171.8	1157.1	1146.3	1135.2	1116.0
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	6139.6	5519.1	5045.1	4644.0	4304.5	3974.1	3680.0	3407.6	3162.0	2913.9	2689.1	2459.7	2001.7
Gas Natural no aprovechado	152.1	138.8	128.7	120.1	112.9	105.8	99.5	93.6	88.4	83.1	78.3	73.4	63.6
<b>% Aprovechamiento</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>

Tabla 25. Porcentaje de aprovechamiento para el Plan.

(Fuente: Operador).

### Acciones de aprovechamiento de gas

En el programa general de actividades de infraestructura para el aprovechamiento del gas, se identifican 2 fases para la ejecución de los procesos de ingeniería, permisos ambientales, compras y contratación, puesta en marcha y creación de protocolos, procedimientos y planes

de contingencia entre otros entregables de los nuevos equipos de aprovechamiento de gas que estarán distribuidos en 2 estaciones.

No	Etapa de ampliación	Acciones/ Nuevos equipos	Fecha Término
1	MIQ 1 (ETAPA 1)	Separación de gas	15/10/2021
2		Sistema de compresión	15/10/2021
3		Sistema de relevo (Quemador+ KO drum)	15/10/2021
4		Unidad recuperadora de vapores	15/10/2021
5	MIQ 2 (ETAPA 1)	Separación de gas	15/10/2021
6		Sistema de compresión	15/10/2021
7		Sistema de relevo (Quemador, KO drum)	15/10/2021
8		Unidad recuperadora de vapores	15/10/2021
9		Sistema remoción de gases amargos (H2S)	15/10/2021
10	Etapa 1	Construcción oleogasoductos ramales y troncales principales (Actividad continua) para nuevos pozos/Macroperas	2021-2024
11	MIQ 1 (ETAPA 2)	Separación de gas	15/10/2024
12		Sistema de compresión	15/10/2024
13		Sistema de relevo (Quemador+ KO drum+ bomba)	15/10/2024
14		Sistema remoción de gases amargos (H2S)	15/10/2024
15	MIQ 2 (ETAPA 2)	Separación de gas	15/10/2024
16		Sistema de compresión	15/10/2024
17		Sistema de relevo (Quemador, KO drum, bomba)	15/10/2024
18	Etapa 2	Construcción oleogasoductos ramales (Actividad continua) para nuevos pozos/Macroperas	2024-2034

Tabla 26. Hitos principales de las acciones para el aprovechamiento para el Plan. (Fuente: Operador).

La fecha de entrada en operación del aprovechamiento de gas en cada estación está asociada a garantizar la MAG por encima del 98% como se explicó en el análisis técnico-económico, lo cual se logra con la ampliación de las estaciones: Miquetla I y Miquetla II.

El resumen de la actividad física y presupuesto global de ejecución se aprecia en la tabla siguiente:

		Año 1 2020				Año 2 2021				Año 3 2022				Año 4 2023				Año 5 2024				Año 6 2025				Total MMUSD
Estación	Equipos asociados al aprovechamiento de gas	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	
<b>Ampliación Etapa 1</b>																										
MIQ 1 (ETAPA 1)	Separación de gas				0.10																					0.10
	Sistema de compresión				2.42																					2.42
	Sistema de relevo (Quemador+ KO drum+ bomba)																									
	URV								0.17																	0.17
	Medición de gas a equipos				0.06																					0.06
MIQ 2 (ETAPA 1)	Separación de gas				0.12																					0.12
	Sistema de compresión				6.30																					6.30
	Sistema de relevo (Quemador, KO drum, bomba)				0.20																					0.20
	URV								0.17																	0.17
	Sistema remoción de H2S				1.00																					1.00
	Medición de gas				0.90																					0.90
<b>Ampliación Etapa 2</b>																										
MIQ 1 (ETAPA 2)	Separación de gas																0.12									0.12
	Sistema de compresión																3.80									3.80
	Sistema de relevo (Quemador+ KO drum+ bomba)																									
	Sistema remoción de H2S																0.19									0.19
	Medición de gas																1.25									1.25
MIQ 2 (ETAPA 2)	Separación de gas																0.10									0.10
	Sistema de compresión																3.80									3.80
	Sistema de relevo (Quemador, KO drum, bomba)																0.19									0.19
	Medición de gas a equipos																				0.05					0.05
		Proyecto piloto de Bombeo Neumático				0.5																				
		4.24				7.80				0.29				4.88				4.82								
		Año 1				Año 2				Año 3				Año 4				Año 5				Año 6				

Tabla 27. Inversiones y actividades físicas en materia de aprovechamiento de gas durante el Plan de Desarrollo. (Fuente: Operador).

Derivado de la revisión y análisis de la información, el Operador presenta el cálculo de la MAG propuesta utilizando el pronóstico de producción de Gas Natural Asociado, así como el autoconsumo y transferencia como las formas de aprovechamiento de gas del Área Contractual, de conformidad con lo establecido en el artículo 14 fracción II inciso d), y con los conceptos establecidos en el artículo 5 de las Disposiciones. Lo anterior con base en los niveles de autoconsumo y transferencia mostrados en la Tabla 19 del presente documento.

En cumplimiento en el artículo 14 fracción II inciso e), de las Disposiciones y con base a la revisión realizada por la Comisión de la Meta propuesta y del PAGNA presentado, se observa que la MAG propuesta cumple con los conceptos establecidos en el artículo 5 de las Disposiciones.

### j) Evaluación Económica

La opinión económica relativa al Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018, se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando:

- El desglose del Programa de Inversiones;
- La consistencia entre la información económico-financiera, y
- Una evaluación económica del proyecto de desarrollo.

#### a. Desglose del Programa de Inversiones

El Plan de Desarrollo considera costos totales del orden de 1,870.6 millones de dólares, correspondientes al período 2019 a 2048, de los cuales:

- 816.20 millones de dólares (44% del total) corresponden a inversiones, y
- 1,054.39 millones de dólares (56% del total) corresponden a gastos operativos.

Adicionalmente, durante los primeros meses de implementación del Plan Provisional vigente (de noviembre del 2018 a octubre de 2019), el Operador reporta costos totales del orden de 23.7 millones de dólares, (3.88 millones de dólares de inversiones y 19.31 millones de dólares de gasto operativo).

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte del Plan de Desarrollo elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo 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; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos).

Los 1,870.6 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (41%); Producción (56%), y Abandono (3%).

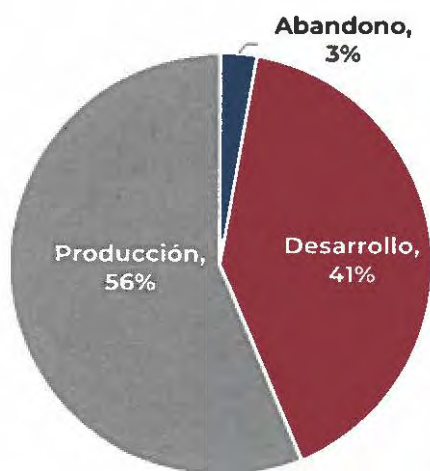


Figura 19. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

*[Handwritten signature]*



Actividad petrolera	Sub-Actividad	Total	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Desarrollo	Construcción Instalaciones	106.9	0.2	14.3	23.2	8.9	15.3	14.7	4.6	3.6	4.6	5.3	3.3	1.3	2.0	2.1	3.0
	General <sup>b</sup>	3.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Perforación de Pozos	642.6	0.2	33.4	36.1	50.8	48.3	48.9	46.6	44.5	43.8	45.0	41.2	42.3	46.1	44.4	42.3
	Pruebas de Producción	7.4	0.0	0.5	0.4	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.7	0.0	0.4	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Producción	Construcción Instalaciones	0.2	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ductos	18.5	0.1	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	General <sup>b</sup>	200.5	1.6	6.7	6.1	7.8	8.4	8.0	7.9	7.7	7.5	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0	6.9
	Ingeniería de Yacimientos	15.6	0.0	0.3	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
	Intervención de Pozos	136.6	0.0	1.6	1.2	2.3	3.2	3.7	4.1	4.6	5.1	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1
	Operación de Instalaciones de Producción	597.9	1.4	7.5	6.3	11.2	14.9	16.7	18.5	20.3	22.0	23.9	24.3	23.6	24.3	24.8	25.3
	Pruebas de Producción	33.6	0.0	0.2	0.2	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	51.5	0.1	0.7	0.7	1.3	1.6	1.6	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	
Abandono <sup>b</sup>	General	51.5	0.4	2.8	4.6	4.5	4.2	3.4	2.9	2.5	2.3	2.1	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
<b>Total</b>		<b>1,870.6</b>	<b>4.4</b>	<b>69.4</b>	<b>80.3</b>	<b>89.7</b>	<b>98.9</b>	<b>100.4</b>	<b>89.2</b>	<b>88.1</b>	<b>90.5</b>	<b>94.8</b>	<b>89.3</b>	<b>87.5</b>	<b>92.6</b>	<b>91.4</b>	<b>90.7</b>

Actividad petrolera	Sub-Actividad	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	General <sup>b</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Perforación de Pozos	28.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Pruebas de Producción	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción	Construcción Instalaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ductos	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
	General <sup>b</sup>	6.8	6.7	6.7	6.6	6.5	6.5	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	5.2
	Ingeniería de Yacimientos	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Intervención de Pozos	6.2	6.1	5.8	5.6	5.4	5.2	5.1	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.4	4.4	3.9
	Operación de Instalaciones de Producción	25.9	25.5	24.8	24.1	23.4	22.3	22.0	21.6	21.4	21.2	21.1	20.8	20.6	20.4	18.2
	Pruebas de Producción	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	
Abandono <sup>b</sup>	General	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5
<b>Total</b>		<b>75.3</b>	<b>44.5</b>	<b>43.3</b>	<b>42.0</b>	<b>41.0</b>	<b>39.5</b>	<b>38.8</b>	<b>38.1</b>	<b>37.6</b>	<b>37.1</b>	<b>36.8</b>	<b>36.3</b>	<b>35.9</b>	<b>35.6</b>	<b>31.4</b>

Tabla 28. Desglose del Programa de Inversiones  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

- a. Los montos anuales de la Actividad Abandono corresponden a una estimación de aportaciones al Fideicomiso de Abandono, las cuales serán calculadas de conformidad a la cláusula 18.4 del Contrato.
- b. La Sub-actividad General considera: Elaboración Plan de Desarrollo/Estudio General de Yacimientos.
- c. Considera: Administración y seguimiento del Contrato; Revisión y aprobación de planes; Pago por la evaluación y resolución Plan de Exploración o Plan de Evaluación; Asesorías externas; Administrativos; Seguros; Adquisición y/o renovación de licencias de software especializado; Compro y/o mantenimiento de licencias de software especializado; Hardware e insumos administrativos; Proyectos de Gestión de Información, Servicios de comunicación. Tabulador INDAABIN; Evaluación del Impacto Social (EVIS); Vehículos; Gestoría (pozos, ductos e instalaciones); Gestoría-otras afectaciones; Obras de Gestión Social; Protocolos Notariales; Movimiento de equipos mayores; Administrativos área soporte; Personal área soporte; Servicios de Ambulancia y Paramédicos, y Seguridad Física y Patrimonial

**b. Consistencia de la información económico-financiera**

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte del Plan es consistente con las actividades físicas propuestas en el Área Contractual. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

**c. Evaluación económica del proyecto de desarrollo**

**c.1 Premisas de la evaluación económica**

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Operador:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	85	millones de barriles
Producción de gas	176	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite	64	dólares por barril
Precio del gas <sup>b</sup>	3	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	816	millones de dólares
Gasto operativo	1,054	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	19.07	pesos / dólar

Tabla 29. Premisas de la evaluación económica  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- a. Gas producida menos autocansumo y volumen no aprovechado.
- b. Promedio simple del perfil de precios presentados por el Operador.

**c.2 Resultados de la evaluación económica**

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de regalías e impuestos, es equivalente a un total de 1,071 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 457 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 2.34, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 1.51.

Una vez incorporado el régimen fiscal previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de regalías y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 687 millones de dólares. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la



*Handwritten signature and the number 42.*

evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 1.50, así como una RBC de 0.97.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN de 514 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 1.12, así como una RBC de 0.72.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Contraprestaciones <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (mmUSD)	1,070.65	687.31	513.73
VPI (mmUSD)		456.98	
VPN/VPI (USD/USD)	2.34	1.50	1.12
RBC (USD/USD)	1.51	0.97	0.72

Tabla 30. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- a. Considera el pago Regalías y el IAEEH.
- b. Considera el pago Regalías, el IAEEH, e ISR.

### c.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2048.

### k) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Operador Petrolero propone el manejo y medición de los hidrocarburos producidos mediante dos etapas, la Etapa 1, con una duración de 18 meses aproximadamente, que consiste en continuar la operación mediante los Puntos de Medición provisional aprobados bajo la Resolución CNH.E.63.002/18 y los acuerdos de medición firmado entre Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. y la empresa productiva del Estado, Pemex Exploración y Producción, en los cuales se plantearon la determinación de los volúmenes y calidades de los hidrocarburos provenientes del Área. Las siguientes Figuras 20 y 21 muestra los Puntos de Medición aprobados, utilizados durante la Etapa 1.

8



43



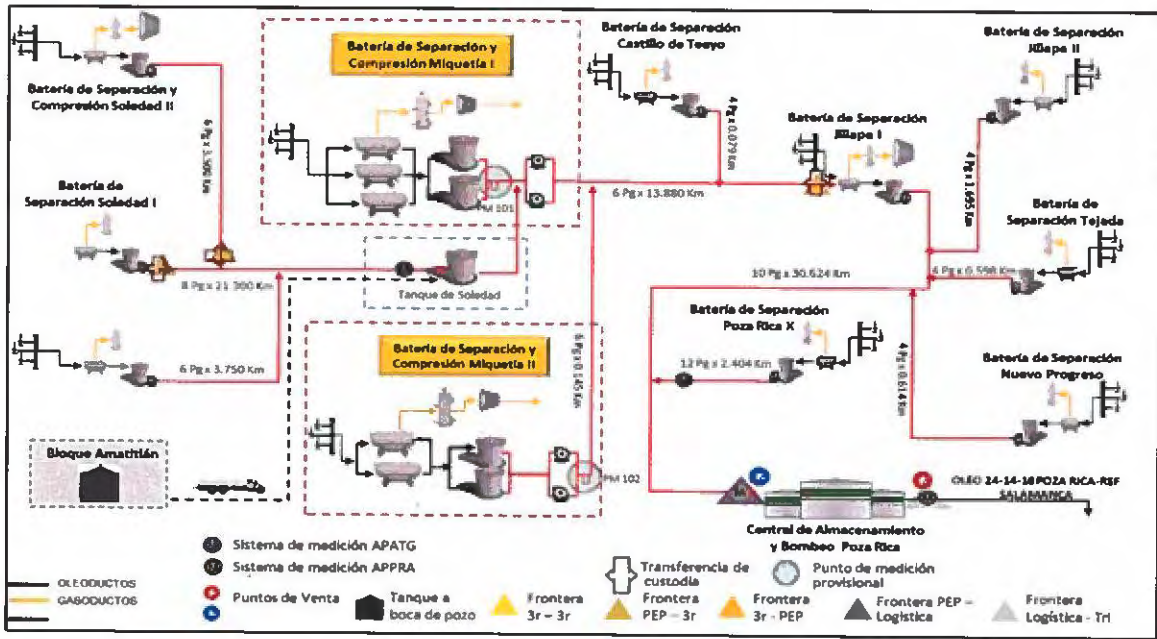


Figura 20. Infraestructura actual para el Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018 (Petróleo). Fuente: Contratista.

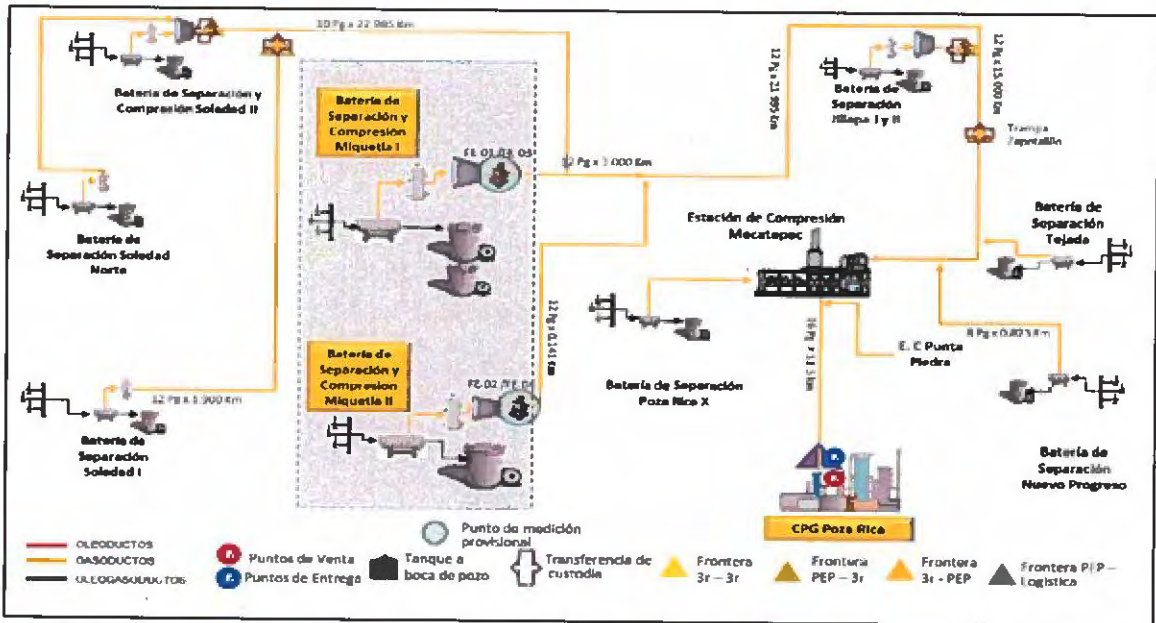


Figura 21. Infraestructura actual para el Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018 (Gas). Fuente: Contratista.

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2019, y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los LTMMH, la Comisión llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

El Contrato, considera la continuidad de la medición de los hidrocarburos bajo los Puntos de Medición Provisional durante un periodo estimado de dieciocho meses a partir de la

aprobación de dicho Plan, permitiendo así desarrollar e implementar la infraestructura necesaria para el manejo y medición de los hidrocarburos provenientes del Área, esto con el objetivo de mantener en condiciones comerciales la producción de petróleo y gas para su venta en los Puntos de Medición propuestos más adelante.

Para la Etapa 2 el Contratista propone realizar la medición fiscal bajo la contratación de un tercero autorizado para la operación de las CAB Poza Rica y CPG Poza Rica mediante los elementos de medición tipo Turbina para petróleo y medidor tipo Placa de Orificio para gas. Esta etapa se caracteriza por ingresar la producción de petróleo y gas en corrientes separadas a la instalación de otro operador, ver figuras 22 y 23.

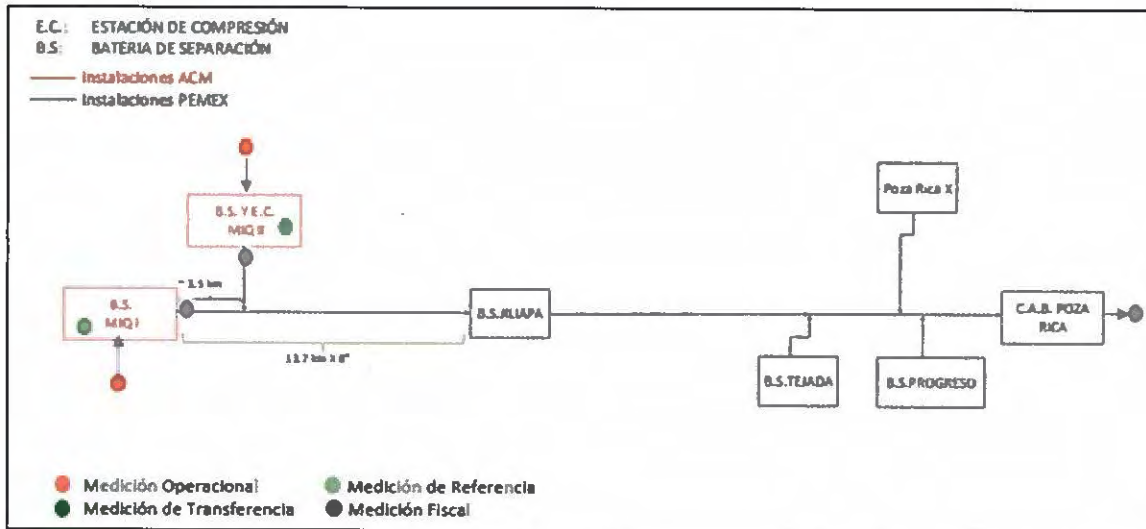


Figura 22. Ubicación Puntos de Medición del Contrato para Petróleo, etapa 2. Fuente Contratista.

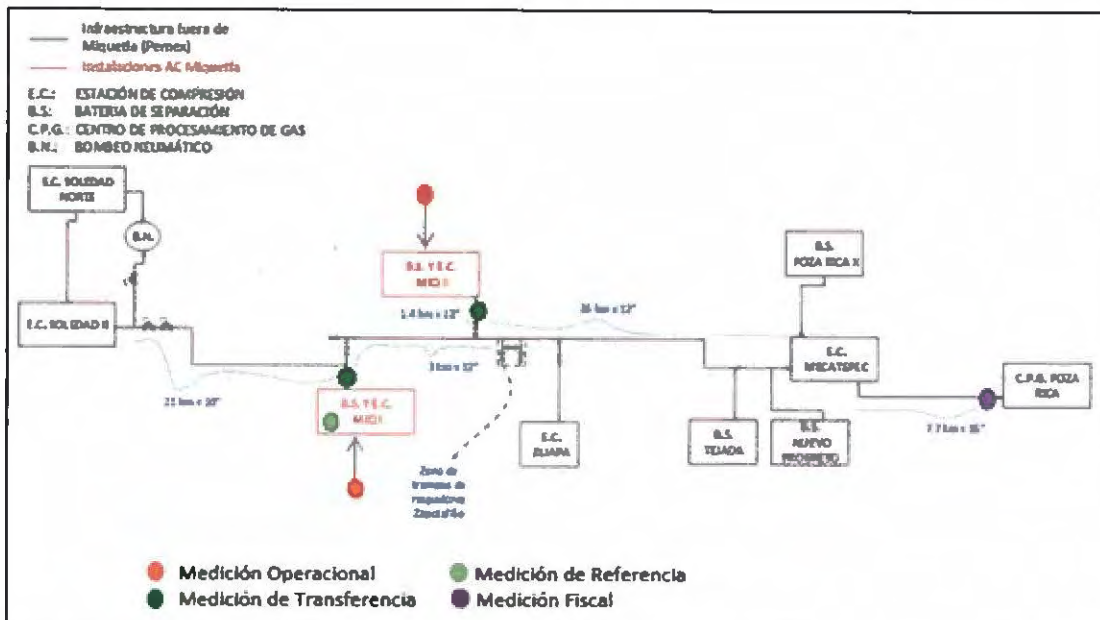


Figura 23.- Ubicación Puntos de Medición del Contrato para gas, etapa 2. Fuente Contratista.

Por lo que, en complemento de lo anterior, el Operador realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para Gas y Condensado del Área Contractual:

### **Medición de Petróleo**

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad de Petróleo, el Contratista manifiesta que, una vez acondicionado el petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este será medido a la salida de la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica mediante el Sistema de Medición PM-102 medidor tipo Turbina.

### **Medición Gas Natural**

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas el Contratista manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este será medido a la salida del Centro de Proceso de Gas Poza Rica mediante el Sistema de Medición PM-101 medidor tipo Placa de Orificio, a su vez la calidad será determinada a través de cromatografía en línea, de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan.

### **Medición de agua**

El agua proveniente de los pozos del Área Contractual, es medida en pozo mediante un equipo portátil que comprende la separación y medición dinámica de las fases gas y líquido de forma separada (placa de orificio para el gas y medidor másico tipo Coriolis para los líquidos) con la reincorporación de la producción a la tubería y posterior envío a la Batería de Separación Miquetla I o II, monitoreada también bajo un programa de medición y muestreo automatizado, esto aplicativo para ambas etapas.

### **Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos**

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para el Área Contractual, se llevó a cabo la siguiente evaluación:



Datos Generales:		Operadora de Campos DMF S.A. DE C.V.			CNH	
Nombre del Asignatario o Contratista:		CNH-MS-MOQUETLA-2019			Comisión Nacional de Hidrocarburos	
No. de Contrato o Asignación:		Contrato CNH-MS-MOQUETLA-2019				
Nombre de la Asignación o Área Contractual:		Plan de Desarrollo				
Tipo de Plan a evaluar:						
No.	Artículo de los ITSM/ITC/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los Hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	ITSM/ITC, Capítulo III y IV	determinación y migración de volúmenes y calidad de los Hidrocarburos	SI	Planee continuidad operativa de sus puntos de medición provisionales durante un tiempo estimado de 18 meses.	Se tiene programado terminar la construcción de la infraestructura y dar continuidad a nuevos acuerdos de medición con PEPLIG
2	Propuesta de Puntos de Medición	ITSM/ITC, Capítulo III	De los sistemas de medición	SI	La medición será ejecutada mediante los puntos de medición aprobados por medio de la resolución CIBLE-GL002/18, durante aproximadamente 18 meses y a la par construir infraestructura para la medición final y conexión a PEPLIG.	Sin Observación
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los ITSM/ITC	SI	El OP presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en los anexos.	0
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		= Algemantamiento		SI	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Mantenimiento.	Sin Observación
		= Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos solicitados, en su caso programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Confirmación Metrológica.	Presenta programa para su implementación
		= Elaboración de balance		SI	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Elaboración de Balance.	Presenta programa para su implementación
		= Calibración de los instrumentos de medida		SI	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Calibración de los instrumentos de medida.	Presenta programa para su implementación
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los Hidrocarburos desde los pozos hasta	SI	El Contratista presentó los diagramas de infraestructura con la implementación de los Mecanismos de Medición.	Adicionalmente presenta el diagrama del manejo de los Hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 15, fracción I de los ITSM/ITC	SI	Presentó la ubicación de los instrumentos de medición conforme a lo estipulado en los lineamientos técnicos.	Sin Observación
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia de sitio o bien los a se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o asentamientos celebrados entre las partes.	SI	Presentó cronograma de actividades para la elaboración de los diagramas de los instrumentos de medida.	Sin Observación
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o asentamientos celebrados entre las partes.	SI	El contratista declara que se seguirá utilizando el acuerdo de uso compartido con PEP para la continuidad de la operación, sin embargo, realizará la construcción de infraestructura por lo tanto determinará un nuevo acuerdo de uso compartido con PEPLIG para la	Es posible que Converjan corrientes de algún otro Operador Petrolero en el mismo Punto de Medición.
9	42, fracción VII	Programa de implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	Presentó cronogramas de actividades para la elaboración de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en la implementación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los ITSM/ITC, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbres y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición.	SI	Se presentó cronograma de actividades a realizar para la ejecución de los presupuestos de incertidumbre de medida.	Sin Observación
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y mejoramiento de la medición	SI	Presentó la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos susceptibles. Anexo a esto se presentó el	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición de la Asignación, pero no hace mención específica del impacto en la disminución o mantenimiento de la
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	Presentó programa para la elaboración de la bitácora electrónica de registro, actividad a realizar desde el primer trimestre del año a partir de la aprobación.	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los ITSM/ITC.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	Se presentó el cronograma de actividades a realizar para elaborar los diagnósticos.	Sin Observación
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	Presenta evidencia de las competencias técnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición. Presentado los CV del personal.	Sin Observación

Figura 24. Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual (Primera parte).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number '47'.

15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Se presentó la propuesta de indicadores de desempeño donde se planea el inicio del control a partir del segundo año de aprobado el PDE.	Sin Observación
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Presenta las credenciales, designación y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. Sergio Adrian Mancuso, Gerente de Operación de Producción.	Sin Observación
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	No	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro correcto y registrado en la bitácora del Sistema de Gestión, así como procedimiento
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	si	El operador manifiesta que contará con sistemas telemétricos en los Puntos de Medición operando a partir del segundo año a partir de la aprobación del PDE.	Sin Observación
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los anexos	Si	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a lo establecido en el artículo 28, así como la metodología para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El operador deberá tomar en consideración la opinión de implementar una metodología de bancos de calidad conforme a lo recomendado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de	si	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentaron el cronograma de actividades para la elaboración de las calibraciones de los sistemas de medición	El Operador Petrolero deberá mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En	Si	No menciona en específico las características de los Probadores instalados en el Punto de Medición.	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación para medirla en las BS Miquetla I y II	Sin Observación
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No presenta propuesta del uso de medidores multifásicos en las instalaciones del área de asignación.	Sin Observación
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	No declaró la realización de pruebas en pozos	Sin Observación

Figura 25.- Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual (Segunda parte).

## Producción y Balance

El Operador Petrolero considera como premisas generales la implementación de dos etapas en el Área Contractual. Como primera etapa considera la medición de petróleo y gas en las Baterías de Separación Miquetla I y Miquetla II, mismas que son consideradas como Puntos de Medición provisionales aprobados, para la segunda etapa se considera el uso compartido de los Puntos de Medición ubicados en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica (para petróleo) y en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica (para gas).

S  
48



Con referencia al procedimiento de balance de la primera etapa, el Operador Petrolero presenta el procedimiento corporativo para la ejecución del balance de los hidrocarburos, aplicable en las Áreas Contractuales, mismo que considera la existencia de los inventarios, entradas, salidas, pérdidas identificadas y no identificadas a través de la ecuación de Balance de Materia presentada, sin embargo, el cálculo de dichos conceptos se describen de manera general y no sustentados para el Área Contractual. Derivado de lo anterior, el Operador presenta un cronograma para el desarrollo e implementación de los procedimientos, en el cual se incluye el procedimiento específico y aplicable para la elaboración de balance del Área Contractual. El Operador manifiesta que el procedimiento será entregado en el primer semestre del año inmediato a la aprobación del Plan de Desarrollo.

Actualmente, se cuenta en el Área Contractual un sistema institucional que permite la gestión y administración de la producción, inventarios y volúmenes bombeados, así como el resguardo y trazabilidad de los datos resultantes de la medición relacionada a los datos de producción. La información que almacena y resguarda dicho sistema, sirve para realizar la asignación volumétrica a cada pozo en función del factor de aporte correspondiente.

Posteriormente en el cierre oficial del mes, se dispone de la aplicación del ajuste mensual de la producción por medio del Séptimo Transitorio, derivado del acuerdo de medición celebrado entre PEP y el Operador. Una vez que se obtiene el factor de ajuste, se aplica hasta los pozos productores del Área Contractual.

En la segunda etapa, se considera realizar la medición fiscal de los hidrocarburos en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica (CAB Poza Rica) y en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica (CPG Poza Rica), a través de la celebración de un contrato y acuerdo con un tercero autorizado para compartir los Puntos de Medición propuestos, así mismo, se llevará acabo la medición de referencia a la entrada del CAB Poza Rica y CPG Poza Rica, la medición de transferencia en la Batería de Separación Miquetla I y II, así como la medición operacional de los pozos del Área Contractual.

Respecto al procedimiento de balance para la segunda etapa, el Operador manifiesta que actualmente no se cuenta con una metodología para determinar los volúmenes y calidades que corresponderán a cada Operador Petrolero en los Puntos de Medición compartidos, por lo que se programa en un tiempo máximo de 18 meses una vez aprobado el presente plan, la premisa de celebrar un acuerdo o contrato con un tercero sobre los elementos que incidirán en el balance de los hidrocarburos desde el Punto de Medición hasta los pozos productores del Área Contractual.

### **Comercialización de la Producción**

La estrategia de Comercialización presentada por el Contratista es consistente considerando la infraestructura disponible en el Área Contractual y sus alrededores, el Área Contractual Miquetla se encuentra rodeada por diversas Asignaciones, lo cual, dificulta que durante la primer Etapa de Medición el Contratista tenga oportunidad de contar con infraestructura propia para el manejo de su Hidrocarburo, por lo que no le es posible llevar su producción en una corriente individualizada más allá de las Baterías de Separación y Compresión Miquetla I y Miquetla II.

Teniendo en cuenta lo anterior, PEP, es el único potencial Comprador de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual.

Por otro lado, la estrategia de comercialización para la segunda etapa de medición contempla entrar al Banco de Calidad con Pemex Logística, con esta metodología se determinan las compensaciones y penalizaciones por calidad que reciben los usuarios por variaciones en la calidad (gravedad API y azufre) de las corrientes que inyectan al sistema de transporte y que son mezcladas para obtener un producto con grado de comercialidad.

Como se refirió anteriormente, durante la Primera Etapa de Medición el Operador establece como Puntos de Venta las salidas de las BSC Miquetla y Miquetla II, donde estará entregando a PEP una corriente multifásica, mientras que, durante la segunda Etapa de Medición, se entregará el producto en una sola fase, es decir, el Aceite se entregará en CAB Poza Rica, y por su parte, el Gas en el CPG Poza Rica.

En lo que respecta a las especificaciones de calidad de los Hidrocarburos a ser comercializados, se presenta la Tabla 31 donde se visualizan las calidades esperadas en los Puntos de Medición propuestos para la Primer Etapa de Medición (BSC Miquetla y Miquetla II), en los cuales como se señaló anteriormente, se estará entregando el Hidrocarburo a PEP mediante una corriente multifásica.

Petróleo		
Especificaciones	Miquetla I	Miquetla II
Grados API	31.66	28.333
Agua y sedimentos (% Vol)	38.078	31.736
Azufre (% peso)	2.6	1.64
Sal (lb/1000b)	50	146.2
Gas		
Especificaciones	Miquetla I	Miquetla II
Gravedad específica ADM	0.662	0.663
Poder Calorífico (BTU/R3)	1056.5	1032.42
C1 (%mol)	87.365	86.666
C2 (%mol)	5.414	6.036
C3 (%mol)	3.279	2.666
nC4 (%mol)	1.217	0.663
iC4 (%mol)	0.609	0.416
nC5 (%mol)	0.472	0.262
iC5 (%mol)	-	0.24
C6+ (%mol)	0.619	0.281
Sulfuro de hidrógeno (%mol)	-	0.361
Dióxido de Carbono (%mol)	0.005	1.077
Nitrógeno (%mol)	0.59	0.418
Oxígeno (%mol)	-	-
Peso Molecular (lb-lb-mol)	19.17	19.21

Tabla 31. Calidad de los Hidrocarburos a Comercializar durante la Etapa I

Por otra parte, durante la segunda Etapa de Medición, la producción del Área Contractual se mezclará en el trayecto a la CAB Poza Rica y el CPG Poza Rica con las corrientes provenientes de las Asignaciones que rodean el Área Contractual, para lo cual, la calidad esperada es la que se presenta en la tabla siguiente:

8  
  
 50

Propiedad	Pozóleo
*API	28.62
Azufre Total %peso	1.929
Agua y Sedimento, % vol.	0.1
Contenido de Sal, lb/1000b	16.02

Tabla 32. Calidad de los Hidrocarburos a Comercializar durante la Etapa II

En cuanto a la calidad del gas a ser comercializado durante la segunda etapa de medición, se señala que esta será la correspondiente a la calidad de la mezcla de gas de CAB Poza Rica

Por otro lado, los mecanismos para la determinación del precio de Venta del Aceite producido en el Área Contractual están basados en la fórmula del Istmo como marcador de referencia, una constante de rendimiento del crudo producido en el Área Contractual, así como descuentos por margen comercial, logística de recolección, transporte y tratamiento.

En cuanto a la estructura del precio de venta del gas, la fórmula está basada en el precio del gas húmedo amargo en el CPG Poza Rica, una constante equivalente al diferencial de precios entre CPG Poza Rica, un descuento por la logística de recolección, transporte y tratamiento asociada a la entrega y un descuento como margen comercial.

Para la etapa II se prevé que el nuevo contrato de compraventa contenga las mismas características del contrato vigente. Un contrato que refleje el precio de un marcador internacional valuado a precios de mercado que además premie o castigue a la mezcla del Área Contractual por las características físicas del crudo.

En lo que respecta a los costos logísticos mencionados en el párrafo anterior, estos surgen derivado de que PEP enviará el Aceite y Gas desde los Puntos de Venta establecidos para la Primera Etapa de Medición hacia la CAB Poza Rica y el CPG Poza Rica respectivamente, para su posterior comercialización junto con otras corrientes, dado lo anterior, los mecanismos para la determinación de precio contemplan descuentos por logística de 2.25 USD/bl y 0.17 USD/MPC para el Aceite y Gas respectivamente.

Por otro lado, en lo referente a las instalaciones de comercialización, el Operador establece que, durante la Primera Etapa de Medición las BSC Miquetla I y Miquetla II servirán como instalaciones de comercialización, mientras que durante la Segunda Etapa de Medición las instalaciones a utilizar para comercializar el Hidrocarburo del Área Contractual Miquetla serán la CAB Poza Rica y el CPG Poza Rica.

Con todo lo anterior, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, la Primera Etapa de Medición planteada por el mismo, da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos.

#### **Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante



el Oficio 250.713/2019 de fecha 04 de noviembre de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-048 de fecha 11 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

#### **Obligaciones de Contratista:**

1. Deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,

2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo,
3. Deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos, así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH.
4. Deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición,
5. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección,
6. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
7. Deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición,
8. Deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH,
9. Deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
10. Deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen.
11. Así mismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

12. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.
13. El Contratista menciona que previo al inicio de la Etapa 2, deberá establecerse una metodología, para definir, a través de un contrato con PEP el transporte y balance volumétrico y de calidad para la medición y entrega de la molécula equivalente en el medidor SM-1401 ubicado en la entrada de la CAB Poza Rica, actualmente operado por PEP, en un periodo de 18 meses, máximo contados a partir de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Por lo anterior se observa que dicha metodología corresponde a los procedimientos de medición que el Contratista deberá de presentar previo a la Etapa 2 en términos de la cláusula 12.1 del Contrato y Artículo 8 de los LTMMH.

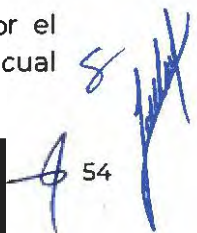
#### **Conclusiones:**

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante dos etapas, donde los Sistemas de Medición propuestos y aprobados por la resolución CNH.E.63.002/18 (Etapa 1) y para la Etapa 2 se proponen Puntos de Medición propiedad de otro Operador Petrolero ubicados en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica (para aceite) como se muestra en la figuras 20 y 21 (Etapa 2), permitiendo que el gas esté en condiciones de venta y poder comercializarlo, estos puntos fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

54 

- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH durante la Etapa 2 propuesta.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.618/2019 de fecha 25 de septiembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-048 de fecha 11 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Área Contractual Miquetla "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
  - 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
  - 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
  - 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
  - 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación

de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para el Área Contractual.
  - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia para la etapa 2, la misma se encuentran definidas en las Figuras 20 y 21 del presente dictamen.
  - c. Se determina que deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
  - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- c) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a la información de producción y balance y lo estipulado en el capítulo V de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- I. Con referencia a los procedimientos para la elaboración del balance, el Operador deberá de presentar previo a la implementación de la segunda etapa, el procedimiento de balance considerando la producción y calidad de los hidrocarburos proveniente de los pozos del Área Contractual hasta el Punto de Medición, así como las mediciones volumétricas del petróleo y gas de los sistemas de medición, incluyendo la Medición Fiscal, Referencial, Transferencia y Operacional para dar cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
  - II. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos para la primera y segunda etapa deberá estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido.
  - III. Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, sustentados con el análisis cromatográfico, deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5, considerando en el reporte de producción, el volumen de estos componentes.



IV. La información de producción y balance deberán de presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

**l) Abandono**

En cumplimiento a la Cláusula 18.1 el Operador ha establecido en el Plan una secuencia operativa consecutiva de abandono de áreas, instalaciones o pozos, corregir las condiciones ambientales adversas e implementar el reacondicionamiento que sea necesario para volver el área a su estado natural o dejarlas en condiciones tales que permitan su uso nuevamente, lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

El Plan documenta el abandono de un total de 413 pozos de los cuales 128 son preexistentes y 292 son proyectados en este periodo de desarrollo, así como de las instalaciones existentes y nuevas. El plan de abandono comenzaría con los pozos que ya no tengan actividad física asociada y se contempla iniciar dicho abandono en el año 6 del contrato comenzando en 2024 y concluyendo el año 2048 para optimizar los costos de abandono al aprovechar economías de escala en el abandono masivo de activos.

Para lograr los objetivos anteriores, el Operador deberá celebrar un Fideicomiso de Inversión (Fideicomiso de Abandono), de acuerdo con la Cláusula 18.3 del Contrato, asimismo, deberá cumplir con lo establecido en la Cláusula 18.4, respecto del fondeo del mencionado Fideicomiso de Abandono.

La estimación del plan de abandono de la infraestructura del Área Contractual se observa en la Tabla 33.

<b>Plan de Abandono</b>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Pozos	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	28	0	0	0	0
Ductos y Líneas de Descarga	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	25	0	0	0
Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<b>Plan de Abandono</b>	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total
Pozos	19	0	0	0	40	11	40	40	40	40	8	40	40	40	13	413
Ductos y Líneas de Descarga	0	19	0	0	18	18	35	42	44	50	20	45	52	62	66	511
Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3

Tabla 33. Secuencia de abandono de pozos.  
(Fuente: Operador).

El costo total estimado para el abandono del Área Contractual es de 51,548,578.77 USD para pozos, ductos, líneas de descarga e instalaciones.

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

## V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan, a continuación, en la Tabla 34 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo a lo establecido en el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 19, fracciones IV y V de los Lineamientos:

<b>Característica</b>	<b>Tiempo de perforación de un pozo</b>	<b>Tiempo de reparaciones en pozo</b>
<b>Metas o parámetros de medición</b>	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
<b>Unidad de medida</b>	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
<b>Fórmula o descripción del indicador</b>	$TP = \left( \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) \cdot 100$	$TRP = \left( \frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) \cdot 100$
<b>Frecuencia de medición</b>	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
<b>Periodo de reporte a la Comisión</b>	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
<b>Característica</b>	<b>Tasa de éxito de perforación en la delimitación</b>	<b>Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo</b>
<b>Metas o parámetros de medición</b>	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
<b>Unidad de medida</b>	Porcentaje	Porcentaje
<b>Fórmula o descripción del indicador</b>	$TEPDI = \left( \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) \cdot 100$	$TEPD = \left( \frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) \cdot 100$
<b>Frecuencia de medición</b>	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
<b>Periodo de reporte a la Comisión</b>	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
<b>Característica</b>	<b>Tasa de éxito de reparaciones</b>	<b>Reparaciones Mayores</b>
<b>Metas o parámetros de medición</b>	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
<b>Unidad de medida</b>	Porcentaje	Porcentaje
<b>Fórmula o descripción del indicador</b>	$TER = \left( \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) \cdot 100$	$DRMA = \left( \frac{RM_{real} - RM_{plan}}{RM_{plan}} \right) \cdot 100$
<b>Frecuencia de medición</b>	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
<b>Periodo de reporte a la Comisión</b>	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left( \frac{PP_{Real} - PP_{Plan}}{PP_{Plan}} \right) \cdot 100$	$DTP = \left( \frac{TP_{Real} - TP_{Plan}}{TP_{Plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

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

Característica	Desarrollo de reservas	Inyección de fluido
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left( \frac{DR_{Real} - DR_{Plan}}{DR_{Plan}} \right) \cdot 100$	$DIF = \left( \frac{IF_{Real} - IF_{Plan}}{IF_{Plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

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

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \left( \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) \cdot 100$	$DAGN = \left( \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 34. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo.  
(Fuente: Operador).

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

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31 fracción VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, 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 objetivo 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 el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 35.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	292		
Terminación	292		
Reparación Mayor	21		
Ductos y Líneas de Descarga	390		
Instalaciones	4		
Abandono de pozos	413		
Abandono de ductos y líneas de descarga	511		
Abandono de instalaciones	3		

Tabla 35. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Comisión)

- 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 36.

Sub-actividad		Programa de Erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
<b>Desarrollo</b>				
i.	General	3.0		
ii.	Construcción Instalaciones	106.9		
iv.	Perforación de Pozos	642.6		
v.	Pruebas de Producción	7.4		
vi.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.7		
<b>Producción</b>				
iv.	General	200.5		
vi.	Pruebas de Producción	33.6		
vii.	Construcción de Instalaciones	0.2		
viii.	Ingeniería de Yacimientos	15.6		
ix.	Intervención de Pozos	136.6		
x.	Operación de Instalaciones de Producción	597.9		
xi.	Ductos	18.5		
xii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	51.5		
<b>Abandono</b>				
xii.	General	51.5		

Tabla 36. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión).

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 aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 37.

Fluido	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de aceite programada (mbd)	2.26	4.22	5.56	6.56	7.60	8.44	9.13	9.37	9.98	10.07	10.62	10.97	11.48	12.12	12.58
Producción de aceite real (mbd)															
Porcentaje de desviación															
Producción de gas programada (mmpcd)	5.38	9.18	11.75	13.78	15.92	17.71	18.88	19.35	20.57	20.82	21.77	22.46	23.56	24.87	25.93
Producción de gas real (mmpcd)															
Porcentaje de desviación															

Fluido	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Producción de aceite programada (mbd)	11.33	10.09	9.24	8.57	8	7.50	7.05	6.63	6.25	5.88	5.54	5.23	4.92	4.26
Producción de aceite real (mbd)														
Porcentaje de desviación														
Producción de gas programada (mmpcd)	23.36	20.79	19.02	17.63	16.45	15.42	14.49	13.63	12.83	12.08	11.38	10.72	10.05	8.71
Producción de gas real (mmpcd)														
Porcentaje de desviación														

Tabla 37. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión).

iv) De igual manera se verificará la ejecución de las actividades Planeadas por el Contratista que están encaminadas a cumplir con la MAG en el Área Contractual. La Comisión dará

seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG que se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera anual para el periodo de 2019-2048, como se muestra en la Tabla 38.

Programa de Gas (MMpcd)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas	5.38	9.18	11.75	13.78	15.92	17.71	18.88	19.35	20.57	20.82	21.77	22.46	23.56	24.87	25.93
Volumen de gas aprovechado															
Porcentaje de aprovechamiento	87%	87%	91%	91%	91%	97%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Producción de gas (real)															
Volumen de gas aprovechado															
Porcentaje de aprovechamiento															
Porcentaje de desviación															

Programa de Gas (MMpcd)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Producción de gas	23.36	20.79	19.02	17.63	16.45	15.42	14.49	13.63	12.83	12.08	11.38	10.72	10.05	8.71
Volumen de gas aprovechado														
Porcentaje de aprovechamiento	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Producción de gas (real)														
Volumen de gas aprovechado														
Porcentaje de aprovechamiento														
Porcentaje de desviación														

Tabla 38. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento de gas natural asociado.  
(Fuente: Comisión).

El Contratista deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan, en los términos que establecen la Cláusula 11 del Contrato, el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones.

## VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato, sin perjuicio de la obligación de parte del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente del Contrato en comento mediante oficio 250.676/2019 de fecha 22 de octubre de 2019.

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 y 22 fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Operador. Designado de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos.



## VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia de tecnología

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

Mediante oficios 250.677/2019 Y 250.678/2018 de fecha 22 de octubre de 2019, la Comisión solicitó a Economía la opinión referente a los programas de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología que al efecto debe emitir dicha autoridad en el ámbito de sus atribuciones.

En respuesta al Cumplimiento de Contenido Nacional, por Oficio UCN.430.2019.0522, manifestó lo siguiente:

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Porcentaje de Contenido Nacional	30.50%	32.00%	33.50%	35.00%	36.50%	38.00%	39.50%

En respuesta, por oficio UCN.430.2019.572 recibido en la Comisión el 13 de noviembre de 2019, la Secretaría de Economía informó que el Operador debe presentar diversa información con el objeto de correlacionar la implementación de dicho programa a las diversas etapas relacionadas con el Plan de Desarrollo para la Extracción.

En atención a lo anterior, por oficio 250.746/2019 del 15 de noviembre de 2019 la Comisión remitió al Operador el oficio referido en el párrafo anterior a efecto de que atendiera las observaciones realizadas por la Secretaría de Economía.

No obstante, resulta jurídicamente procedente emitir la presente Resolución sin perjuicio de que el Operador deba contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las demás materias reguladas por la propia Comisión o por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables, tal y como lo contempla el artículo 7 de los Lineamientos.

Lo anterior, atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Finalmente, es necesario hacer del conocimiento del Operador que una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.



## VIII. Compromisos del Contratista

- a) Se obliga a dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Operador en el Plan de Desarrollo;
- b) Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH;
- c) Los volúmenes y calidades del Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente;
- d) Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua;
- e) Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencial y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
- f) El Operador, deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición, y
- g) El Operador deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
- h) El Operador deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.
- i) Así mismo es necesario que el Operador cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.



## IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, así como el artículo 59, fracciones I, II, III, IV y V y el Anexo II de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 6, 6.2, 12.1, 14.2, 15.1, 18.1, 19.3, 19.5 y anexos 5 y 10 del Contrato. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 6.2 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11, de los Lineamientos y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 12.2 del Contrato.
2. Contiene los requisitos establecidos en el artículo 59, fracciones I, II, III, IV y V y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/46/2019 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CONTRATO CNH-M5-MIQUETLA/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

3. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:
  - a) Cumple con la Cláusula, 6.2:
    - i. Contempla la totalidad del Área de Desarrollo;
    - ii. Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria;
    - iii. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, y
    - iv. Fue elaborado de conformidad con la Normatividad.
  - b) Cumple con el Anexo 5 respecto del Programa Mínimo de trabajo en el plazo establecido de dos años.
  - c) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 12.1 del Contrato.
  - d) En atención a la Cláusula 18.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

Con fundamento en el artículo 39 la LORCME, se cumple con:

**a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país**

En el Plan presentado se establecen actividades encaminadas a la recuperación de Hidrocarburos contenidos dentro del Área Contractual, a través de las perforaciones e intervenciones de pozos programadas, se identificarán las causas, problemática y riesgos existentes en el yacimiento y se desarrollará un mejor conocimiento sobre las formaciones del Área Contractual. Aunado a lo anterior, la propuesta de toma de información técnica ayudará a tener una adecuada administración del área y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos del Área Contractual, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de dicha área y del país.

**b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables**

La estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas en el Plan por el Contratista consiste en la perforación y terminación de 292 pozos, 21 reparaciones mayores y la construcción de infraestructura e instalaciones contribuyen a elevar los factores de recuperación, llegando a una producción final acumulada de 84.65 mmb de aceite y 175.06 mmmmpc de gas natural, lo cual equivale a un factor final de recuperación de aceite de 5.08% y 4.38 para el gas, para la vigencia del Área Contractual en 2048.

**c) La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación**

El Plan propuesto por el Contratista presenta un pronóstico de producción, que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, con el objetivo de recuperar un volumen de 84.65 mmb de aceite y 175.06 mmmmpc de gas, durante el periodo comprendido entre 2020 - 2048.

**d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país**

Las actividades planteadas por el Contratista para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución del Plan consisten en la perforación y terminación de 292 pozos, la realización de 21 RMA y la construcción de instalaciones para el manejo y aprovechamiento de los hidrocarburos. Por lo que se determina que la solicitud del Plan promueve el desarrollo de las actividades de extracción mediante el desarrollo de nueva infraestructura y la información de los yacimientos permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación.

**e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables**

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que la estrategia de explotación que se presenta en el Plan de Desarrollo del Área Contractual se basa en la administración de yacimientos sustentada en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas.

8  
4 67

Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutará en condiciones económicamente viables.

**f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural**

El Plan de Desarrollo considera el programa de aprovechamiento de gas conforme a las Disposiciones, en este sentido, se expone que el Operador iniciara aprovechando el 87% del gas natural asociado, después de concluir con la ampliación de las Estaciones Miquetla-I y Miquetla-II (Etapa 1) en 2022, donde incrementará la meta a 91% y a partir de 2026 alcanzará una MAG del 98 % una vez que concluya la segunda ampliación de las Estaciones Miquetla-I y Miquetla-II (Etapa 2) . Dado lo anterior, el Operador, conforme al artículo 15 de las Disposiciones, propone una MAG del 98% hasta el sexto año, la cual se basa en las mejores prácticas identificadas por el mismo, cumpliendo con lo estipulado en el artículo 14 fracción II inciso a). Dicha MAG resulta técnicamente viable, dado que, derivado del análisis técnico económico, es el único escenario económicamente viable a ejecutar y se mantendrá durante la vigencia del Contrato, a través del Autoconsumo y Transferencia, de esta manera se garantiza el aprovechamiento del gas producido en el Área Contractual.

Asimismo, en atención al artículo 13 de las Disposiciones, se propone aprobar la máxima RGA esperada con base en la producción de sus pozos, confirmando el seguimiento y cumplimiento de esta relación según el pronóstico de producción, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima RGA, y de conformidad con los factores de recuperación de Hidrocarburos reportados, de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 27 de las Disposiciones, Tabla 39.

Área Contractual	Máxima Relación Gas Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Miquetla	303

Tabla 39. Máxima RGA.

(Fuente Comisión con información presentada por el Contratista).

En términos del artículo 4, fracción II y IV, de las Disposiciones, la forma de aprovechamiento de gas natural asociado propuesta por el Contratista, la cual es el Autoconsumo y la Transferencia, se alinean a las actividades de Extracción contenidas en el Plan.

Dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar en términos de las Disposiciones, del artículo 39, fracción VII, de la LORCME, 7, fracción VII y 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Lo anterior, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 11, 13, 14 fracción II, 15, 19, 22 de las Disposiciones.

Sin menos cabo a lo anterior, el Contratista deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones para dar seguimiento al PAGNA.

### **g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante dos etapas, donde los Sistemas de Medición propuestos y aprobados por la resolución CNH.E.63.002/18 (Etapa 1) y para la Etapa 2 se proponen Puntos de Medición propiedad de otro Operador Petrolero ubicados en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica (para aceite) como se muestra en la figuras 20 y 21 (Etapa 2), permitiendo que el gas esté en condiciones de venta y poder comercializarlo, estos puntos fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

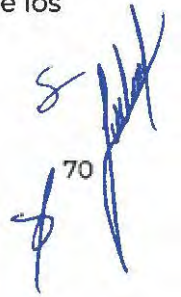
Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
  - v. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
  - vi. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH durante la Etapa 2 propuesta.
  - vii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
  - viii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.618/2019 de fecha 25 de septiembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-048 de fecha 11 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Área Contractual Miquetla "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la

medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 6) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 7) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petr6leo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petr6leo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medici6n previstos en el art6culo 8 de los Lineamientos T6cnicos.
  - 8) De acuerdo a lo se1alado en el art6culo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medici6n cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las caracter6sticas de los hidrocarburos extra6dos, observando en todo momento lo indicado en este art6culo.
  - 9) De conformidad a lo se1alado en las fracciones I, V y VII, del art6culo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y est1ndares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los est1ndares internacionales se1alados en el Anexo II de dichos lineamientos.
  - 10) Dado que en los puntos de medici6n propuestos converger1n distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporaci6n de una metodolog6a de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las 1reas de las que provengan.
- b) Respecto a los resultados de la evaluaci6n realizada a los Mecanismos de Medici6n y lo estipulado en el art6culo 46, se establece lo siguiente:
- e. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medici6n se concluye que es viable y adecuada en su implementaci6n para el 1rea Contractual.
  - f. Respecto de la determinaci6n de la ubicaci6n de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medici6n para llevar a cabo la medici6n de los Hidrocarburos en los Puntos de Medici6n, as6 como la Medici6n Operacional y de Transferencia para la etapa 2, la misma se encuentran definidas en las Figuras 20 y 21 del presente dictamen.
  - g. Se determina que deber1 mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y par1metros de calidad referidas en los art6culos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medici6n instalados y a instalar, as6 como dar aviso de la entrada en operaci6n de los sistemas de medici6n a la Comisi6n conforme al art6culo 48 de los LTMMH.

70



- h. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- c) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a la información de producción y balance y lo estipulado en el capítulo V de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- V. Con referencia a los procedimientos para la elaboración del balance, el Operador deberá de presentar previo a la implementación de la segunda etapa, el procedimiento de balance considerando la producción y calidad de los hidrocarburos proveniente de los pozos del Área Contractual hasta el Punto de Medición, así como las mediciones volumétricas del petróleo y gas de los sistemas de medición, incluyendo la Medición Fiscal, Referencial, Transferencia y Operacional para dar cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
- VI. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos para la primera y segunda etapa deberá estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido.
- VII. Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, sustentados con el análisis cromatográfico, deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5, considerando en el reporte de producción, el volumen de estos componentes.
- VIII. La información de producción y balance deberán de presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.



**Elaboró**



**Ing. Samuel Isai Velázquez Paredes**  
Subdirector de Área  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**Revisó**



**Mtro. Francisco Castellanos Paez**  
Director General  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**Autorizó**



**Ing. Julio César Trejo Martínez**  
**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 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Área Contractual CNH-M5-MIQUETLA/2018.