



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A5/2015
Dictamen Técnico de la Modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

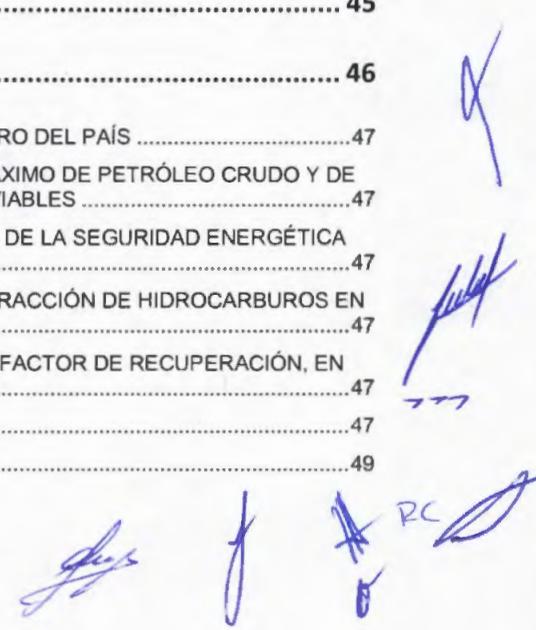
STRATA CPB, S.A.P.I. de C.V.

Diciembre 2018

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, arranged in a vertical column on the right side of the page. The signatures vary in style, including some that appear to be initials or stylized names.

Contenido

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	8
B) OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	10
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	10
D) ACTIVIDAD FÍSICA PARA DAR CONTINUIDAD OPERATIVA Y DE PRODUCCIÓN.....	10
E) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	14
F) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	16
G) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.....	17
H) ANÁLISIS ECONÓMICO	22
I.1 PROGRAMA DE INVERSIONES	22
I. 2 INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	25
I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	30
J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	37
K) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	37
L) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL.....	37
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	40
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	44
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.	45
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	46
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	47
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	47
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	47
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS	47
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	47
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	47
A. OBLIGACIONES:.....	49



I. Datos generales del Contratista

STRATA CPB, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista o Strata CPB), es el Contratista promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, celebrado entre el Contratista y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión)

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

Concepto	Descripción
Nombre	CNH-R01-L03-A5/2015
Estado y municipio	Nuevo León; General Bravo y Dr. Coss
Área del Contrato	89.407 km ²
Fecha de emisión / firma	10 de mayo del 2016
Vigencia	10 de mayo del 2041 (25 años)
Tipo de contrato	Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Operador	Strata CPB, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad para extracción	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Eoceno - Carretas
Colindancias	Mojarreñas (Norte), Cuatro Milpas (Sur), Fronterizo (Este), Peña Blanca (Oeste)

Tabla 1. Datos generales del Contrato
(Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Contratista)

El Área Contractual Carretas mostrada en la Figura 1, presenta una superficie de 89.407 km². Se localiza en la región Noreste de la República Mexicana, al Suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. geológicamente se encuentra ubicada en la Cuenca de Burgos.

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

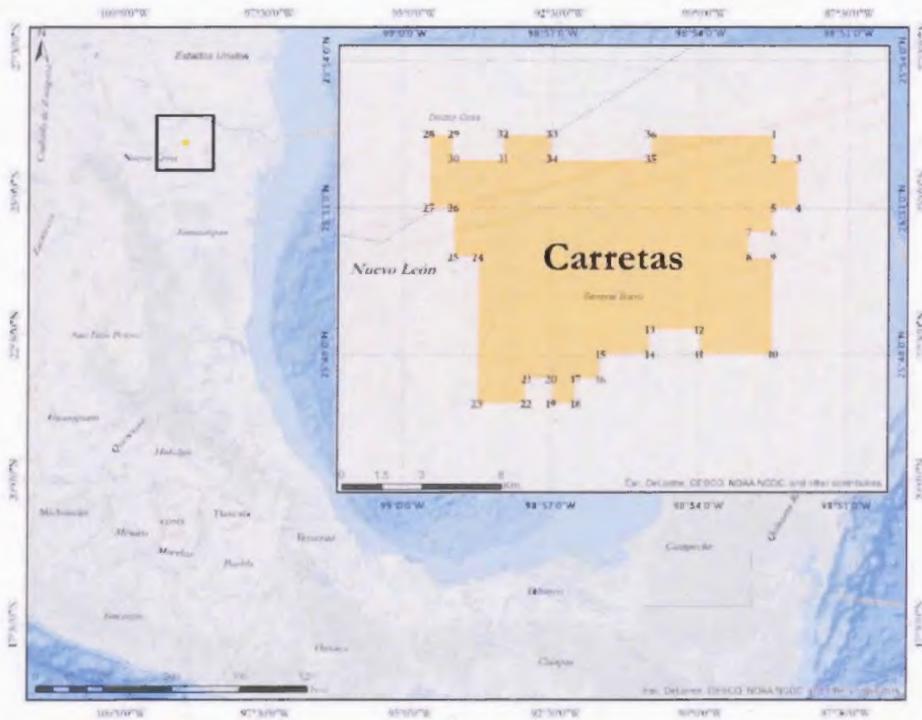


Figura 1. Ubicación geográfica del Área Contractual Carretas (Fuente Comisión)

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	98° 52' 30"	25° 52' 30"
2	98° 52' 30"	25° 52' 00"
3	98° 52' 00"	25° 52' 00"
4	98° 52' 00"	25° 51' 00"
5	98° 52' 30"	25° 51' 00"
6	98° 52' 30"	25° 50' 30"
7	98° 53' 00"	25° 50' 30"
8	98° 53' 00"	25° 50' 00"
9	98° 52' 30"	25° 50' 00"
10	98° 52' 30"	25° 48' 00"
11	98° 54' 00"	25° 48' 00"
12	98° 54' 00"	25° 48' 30"
13	98° 55' 00"	25° 48' 30"
14	98° 55' 00"	25° 48' 00"
15	98° 56' 00"	25° 48' 00"
16	98° 56' 00"	25° 47' 30"
17	98° 56' 30"	25° 47' 30"
18	98° 56' 30"	25° 47' 00"
19	98° 57' 00"	25° 47' 00"
20	98° 57' 00"	25° 47' 30"
21	98° 57' 30"	25° 47' 30"
22	98° 57' 30"	25° 47' 00"
23	98° 58' 30"	25° 47' 00"
24	98° 58' 30"	25° 50' 00"
25	98° 59' 00"	25° 50' 00"
26	98° 59' 00"	25° 51' 00"
27	98° 59' 30"	25° 51' 00"
28	98° 59' 30"	25° 52' 30"
29	98° 59' 00"	25° 52' 30"
30	98° 59' 00"	25° 52' 00"
31	98° 58' 00"	25° 52' 00"
32	98° 52' 30"	25° 52' 30"
33	98° 52' 30"	25° 52' 00"

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, initials 'RC' in the middle, and another signature at the bottom right.

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
34	98° 58' 00"	25° 52' 30"
35	98° 57' 00"	25° 52' 30"
36	98° 57' 00"	25° 52' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual Carretas (Fuente Comisión).

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC", "777", and a large signature]

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

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia Tecnológica.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0110/2018 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO ÁREA CONTRACTUAL-05 CAMPO CARRETAS, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

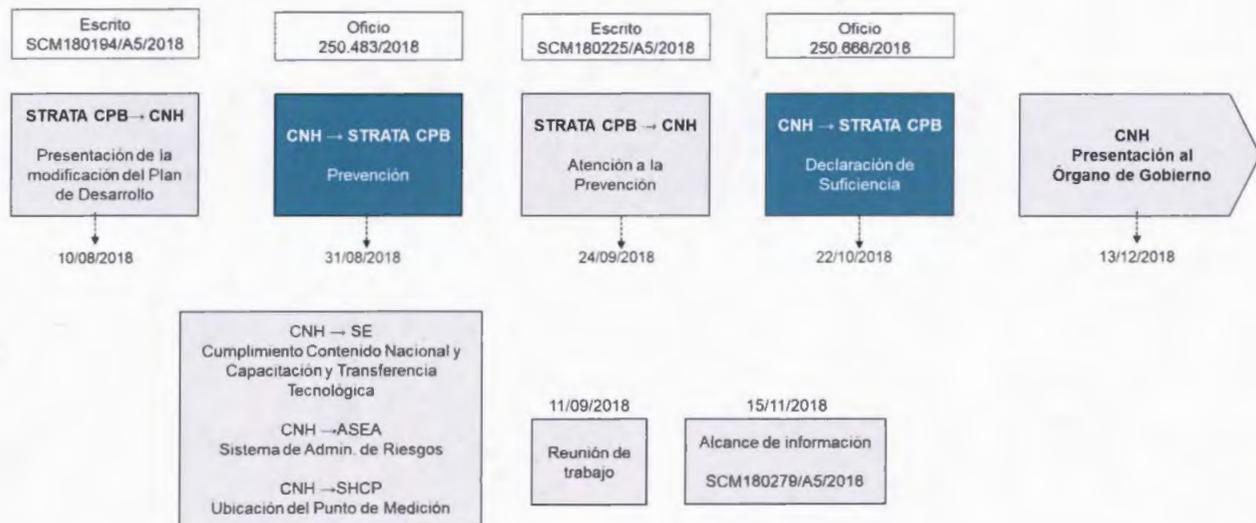


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentada en cumplimiento a los Criterios emitidos para los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015 mediante la Resolución CNH.E54.001/16 del 10 de octubre de 2016 (en adelante, Criterios) y consiste en ejecutar actividades no previstas en el Plan vigente, en virtud de que su vigencia se encontraba limitada a la conclusión del Periodo de Evaluación. Por tanto, los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos se tienen por cumplidos al presentarse el contenido integral de los requisitos establecidos en los Lineamientos y del Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios de los artículos 7 y 8 fracción II de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), excepto lo previsto en el inciso g) debido a que no aplica ya que el yacimiento es de gas húmedo (gas no asociado), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que la modificación propuesta por STRATA CPB al Plan de Desarrollo se analizó conforme a los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), y h), 11, fracciones I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII, 40, fracción II, 41, y el Anexo II de los Lineamientos y a los Criterios. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo se analizó conforme a los requisitos establecidos en las Cláusulas 5.3, 11.2, 11.3, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 9 de Contrato, y los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left, a signature with '777' below it, and several other initials and marks scattered to the right.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Área (km ²)	38	27	14	2
Año de descubrimiento	1966	1967	2001	2001
Fecha de inicio de explotación	1966	1967	2001	2001
Profundidad promedio (mV)	1641	1354	1060	809
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Pozos				
Número y tipo de pozos perforados	Total: 35; Direccional: 3; Vertical: 32	Total: 31; Direccional: 2; Vertical: 29	Total: 3; Vertical: 3	Total: 2; Vertical: 2
Estado actual de pozos	Activos: 12 (junio. 2018)	Activos: 16 (junio. 2018)	Activos: 1 (junio. 2018)	Activos: 2 (jun 2018)
Tipo de sistemas artificiales de producción	En Compresión	En Compresión	En Compresión	No Aplica
Marco Geológico				
Éra, periodo y época	Cenozoico, Eoceno, Ypresiano	Cenozoico, Eoceno, Ypresiano/Luteniano	Cenozoico, Eoceno, Lutetiano/Bartoni ano	Cenozoico, Eoceno, Bartoni ano
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Régimen tectónico	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
Ambiente de depósito	Nerítico Interno a Externo	Nerítico Interno a Externo	Nerítico Interno a Externo	Deltaico
Litología almacén	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Propiedades petrofísicas				
Mineralogía	Cuarzo/Feldespa to	Cuarzo/Feldespa to	Cuarzo/Feldespa to	Cuarzo/Feldespa to
Saturaciones	Swi=47-63%	Swi=54-66%	Swi=64-77%	Swi=65-77%

(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)

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

Características generales	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Porosidad y tipo	Por: 8-11 %, Primaria	Por: 8-11 %, Primaria	Por: 9-14 %, Primaria	Por: 11-20 %, Primaria
Permeabilidad (mD)	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
(Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)				
Espesor neto y bruto promedio (m)	Neto: 9.6; Bruto: 23.4	Neto: 13.4; Bruto: 44.7	Neto: 3.48; Bruto: 8.7	Neto: 10.15; Bruto: 23.6
Relación neto/bruto	0.41	0.30	0.40	0.43
Propiedades de los fluidos				
Tipo de hidrocarburos	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo
Densidad API	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)				
Viscosidad (cp)	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
(a condiciones de yacimiento y de superficie)				
Relación gas – aceite inicial y actual	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Bo inicial y actual	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Calidad y contenido de azufre	0	0	0	0
Presión de saturación o rocío	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Factor de conversión del gas mpc/b	4.701	4.701	4.701	4.701
Poder calorífico del gas	1154.523	1138.102	1125.55	Sin Información
Propiedades del yacimiento				
Temperatura (°C)	97	89	86	57
Presión inicial (kg/cm2)	364 (Año-1966)	Sin Información	184.5 (Año-2001)	Sin Información
Presión actual (kg/cm2)	84.7 (Año-2013)	108.2 (Año-2014)	83.9 (Año-2012)	32.7 (Año-2014)
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión de la Roca y los Fluidos			
Extracción				
Métodos de recuperación secundaria	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Características generales	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Gastos actuales (mmpcd)	0.691 (junio. 2018)	0.801 (junio. 2018)	0.041 (junio. 2018)	0.012 (junio. 2016)
Gastos máximos y fecha de observación	Qg máx.: 15.45; 01/05/2002	Qg máx.: 7.78; 01/03/2005	Qg máx.: 1.57; 01/05/2003	Qg máx.: 0.42; 01/10/2003
Gasto de Agua (bpd)	Qw: 10.64 (junio. 2018)	Qw: 8.11 (junio. 2018)	Qw: 0.55 (junio. 2018)	Qw: 6.33 (junio. 2018)

Tabla 3. Características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos s del Contrato (Fuente: Contratista)

El Área cuenta con 71 pozos, de los cuales 37 fueron declarados útiles (6 cerrados), 36 para actividades de extracción de hidrocarburos y 1 como pozo letrina para disposición de agua congénita.

b) Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.09.002/17 del 21 de marzo de 2017, dicho Plan estaba enfocado en la continuación de operaciones existentes, atendiendo a los Criterios y respecto al Considerando Cuarto, como resultado de la conclusión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación, se presenta la modificación al Plan de Desarrollo.

El escenario modificado del Plan de Desarrollo incorpora actividad para pozos e infraestructura, inversión y gastos de operación, así como un incremento de Producción correspondiente a dicha actividad, que se extiende por un período de tiempo mayor (dentro de los límites temporales que permite el Contrato).

c) Volumen original y Reservas de Hidrocarburos

La Tabla 4 muestra los valores estimados de Volumen Original y Reservas, calculados por el Contratista, con base en los resultados del Plan de Evaluación a la fecha de la presentación de la modificación del Plan de Desarrollo (agosto 2018).

Contrato	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación final		Reservas a la vigencia del Contrato (2019-2041)			Producción acumulada a diciembre 2018	
	Aceite	Gas natural		1P, 2P, 3P	Aceite	Gas	Aceite	Gas	PCE	Aceite
	mmb	mmmpc	%		%	mmb	mmmpc	mmb	Mmb	mmmpc
Área Contractual Carretas	0	58.50	1P	0	84	0	3.46	0.74	0	45.54
	0	75.00	2P	0	83	0	17.02	3.62	0	45.54
	0	90.40	3P	0	81	0	27.95	5.95	0	45.54

Tabla 3. Estimación de Reservas y Volumen Original periodo 2019-2041 (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Los valores propuestos de reservas estimados por el Contratista presentan una variación positiva respecto al operador anterior en las categorías 1P, 2P, y 3P.

d) Actividad física para dar continuidad operativa y de producción

Con base en los resultados de la actividad física ejecutada en el marco del Plan de Evaluación y los estudios de subsuelo realizados se plantea la recuperación de gas a partir de perforación y terminación de 7 pozos

con objetivo primario en la formación Mount Selman, 28 reparaciones mayores tipo cambios de intervalos y 58 reparaciones menores los cuales consisten en estimulaciones, limpiezas, inducciones o instalaciones de sistemas de producción.

La Tabla 5 muestra un comparativo de actividades de perforación y reparaciones, entre el Plan vigente y la propuesta de modificación al Plan.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2041	Total
Perforaciones														
Aprobado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Modificado	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	7

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2041	Total
Reparaciones Mayores														
Aprobado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Modificado	5	2	2	-	-	-	-	-	-	3	4	2	10	28

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2041	Total
Reparaciones Menores														
Aprobado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Modificado	16	14	2	2	1	1	1	1	1	3	2	3	11	58

Tabla 5. Comparativo de actividad física entre Planes. (Fuente: CNH con la información del Contratista)

La Tabla 6 muestra el cronograma propuesto por el Contratista para realizar actividades de desarrollo y producción en el Área Contractual Carretas hasta la vigencia del Contrato. En el cronograma se observa que están consideradas, además de perforación y reparación de pozos, aquellas actividades relativas al mantenimiento, adquisición de datos, medición de fluidos y pruebas de producción.

Actividad	Sub-Tarea	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Desarrollo	Modelo Estático y Dinámico		1										
Desarrollo	Actualización del Modelo Estático y Dinámico					1							
Desarrollo	Perforación de Pozos			1	1	1	1	1	1	1			
Desarrollo	Reparación Mayor en Pozos (RMA)	5	2	2	0	0	0	0	0	0	3	4	2
Desarrollo	Tomas de Información (RPFF, RPFC)	5	2	3	1	1	1	1	1	1	3	4	2
Desarrollo	Pruebas de Producción con Equipo Trifásico (1)	10	4	6	2	2	2	2	2	2	6	8	4
Desarrollo	Pruebas de Producción con Manógrafo (1)	5	2	4	2	2	2	2	2	2	3	4	2
Desarrollo	Certificación de Reservas	1		1			1			1			1
Desarrollo	Instalación de Compresor	1	1	1	1								
Desarrollo	Adecuación de Instalaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Operación y Mantenimiento de Pozos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Operación y Mantenimiento de Instalaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Operación y Mantenimiento de Ductos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Mantenimiento de Caminos y Localizaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Telemetría	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Mantenimiento Sistema de Medición	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Mantenimiento Compresor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Transporte y Disposición de Fluidos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación	Registro Sonico (Echometer)	360	396	432	456	468	444	384	372	348	312	300	300
Operación	Calibración de Pozos	9	10	11	11	12	11	10	9	9	8	8	8
Operación	Registros de Fondo Cerrado y Fluyentes	8	8	9	10	10	9	8	8	7	7	6	6
Operación	Pruebas de Producción con Equipo Trifásico (2)	60	66	72	76	78	74	64	62	58	52	50	50
Operación	Pruebas de Producción con Manógrafo (2)	720	792	864	912	936	888	768	744	696	624	600	600
Operación	Reparación Menor en Pozos (RME)	16	14	2	2	1	1	1	1	1	3	2	3

RC

 777

Actividad	Sub-Tarea	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	TOTAL
Desarrollo	Modelo Estático y Dinámico												1
Desarrollo	Actualización del Modelo Estático y Dinámico												1
Desarrollo	Perforación de Pozos												7
Desarrollo	Reparación Mayor en Pozos (RMA)	1	1	1	0	3	1	1	0	1	1	0	28
Desarrollo	Tomas de Información (RPFF, RPFC)	1	1	1	0	3	1	1	0	1	1	0	35
Desarrollo	Pruebas de Producción con Equipo Trifásico (1)	2	2	2	0	6	2	2	0	2	2	0	70
Desarrollo	Pruebas de Producción con Manógrafo (1)	1	1	1	0	3	1	1	0	1	1	0	42
Desarrollo	Certificación de Reservas			1			1			1			8
Desarrollo	Instalación de Compresor												4
Desarrollo	Adecuación de Instalaciones												12
Operación	Operación y Mantenimiento de Pozos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Operación y Mantenimiento de Instalaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Operación y Mantenimiento de Ductos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Mantenimiento de Caminos y Localizaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Telemetría	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Mantenimiento Sistema de Medición	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Mantenimiento Compresor	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Transporte y Disposición de Fluidos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
Operación	Registro Sonico (Echometer)	276	240	204	180	168	168	168	156	156	108	96	6492
Operación	Calibración de Pozos	7	6	5	5	4	4	4	4	0	0	0	155
Operación	Registros de Fondo Cerrado y Fluyentes	6	5	4	4	4	4	4	3	0	0	0	130
Operación	Pruebas de Producción con Equipo Trifásico (2)	46	40	34	30	28	28	28	26	13	9	8	1052
Operación	Pruebas de Producción con Manógrafo (2)	552	480	408	360	336	336	336	312	312	216	192	12984
Operación	Reparación Menor en Pozos (RME)	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	0	58

¹ Sub-Tareas encaminadas a realizarse en los pozos que se perforarán y donde se realizarán RMA.

² Sub-Tareas encaminadas a realizarse en la totalidad de los pozos, incluyendo las RME.

Tabla 6. Actividades físicas propuestas en la modificación al Plan de Desarrollo hasta la vigencia del Contrato.
(Fuente: Contratista)

Con la finalidad de incrementar el conocimiento petrolero del Área y disponer de información que permita cuantificar la producción de gas de los pozos a intervenir y perforar, incrementar el factor de recuperación, así como evaluar opciones para optimizar el campo e identificar reservas, el Contratista pretende adquirir información y realizar estudios a partir de las siguientes actividades:

- Calibración de tubería de producción
- Prueba de medición de volúmenes de fluido
- Evaluación del Sistema artificial de producción
- Elaboración de modelos de análisis nodal de pozos
- Estudio de potencial del campo
- Registros eléctricos
- Muestreo de canal

Cabe señalar que el Contratista continúa realizando el estudio petrofísico, así como la actualización de reinterpretación sísmica, y contempla la construcción de los modelos estático y dinámico del campo para el año 2020. Ambos modelos se realizarán para las formaciones Mount Selman, Queen City y Cook Mountain. Si derivado de estas actividades, el Contratista considera cambiar el alcance del Plan de Desarrollo, se deberá presentar la modificación correspondiente a dicho Plan.

Por otro lado, si derivado de las actividades petroleras propuestas en el Plan de Desarrollo, Strata CPB identifica prospectividad en formaciones distintas a las productoras, éste deberá atender a lo indicado en la Cláusula 5.6 del Contrato, así como a la Normativa aplicable.

Respecto a la infraestructura, el plan propone las siguientes actividades:

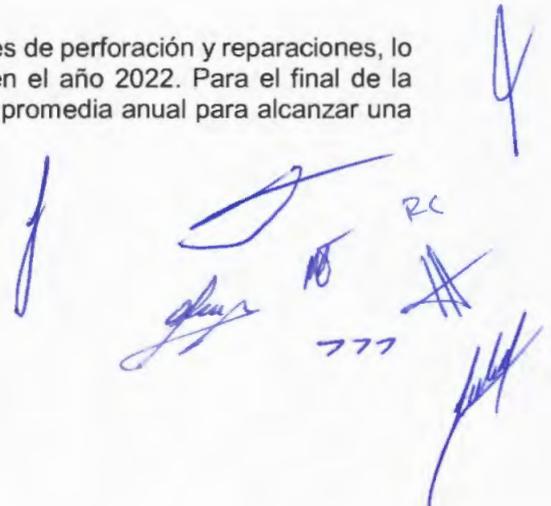
- Adecuación y/o construcción de localizaciones para perforación de pozos.
- Tendido de líneas de descarga de los pozos a perforar.
- Adecuaciones como la instalación de un equipo deshidratador en cada una de las Estaciones de Recolección de Gas (ERG), rehabilitación de sistemas de protección catódica de ductos, medición de espesores en líneas de proceso y equipos estáticos, adecuaciones en tanques de almacenamiento y múltiples de producción, y adecuación del sistema de disposición de agua congénita.

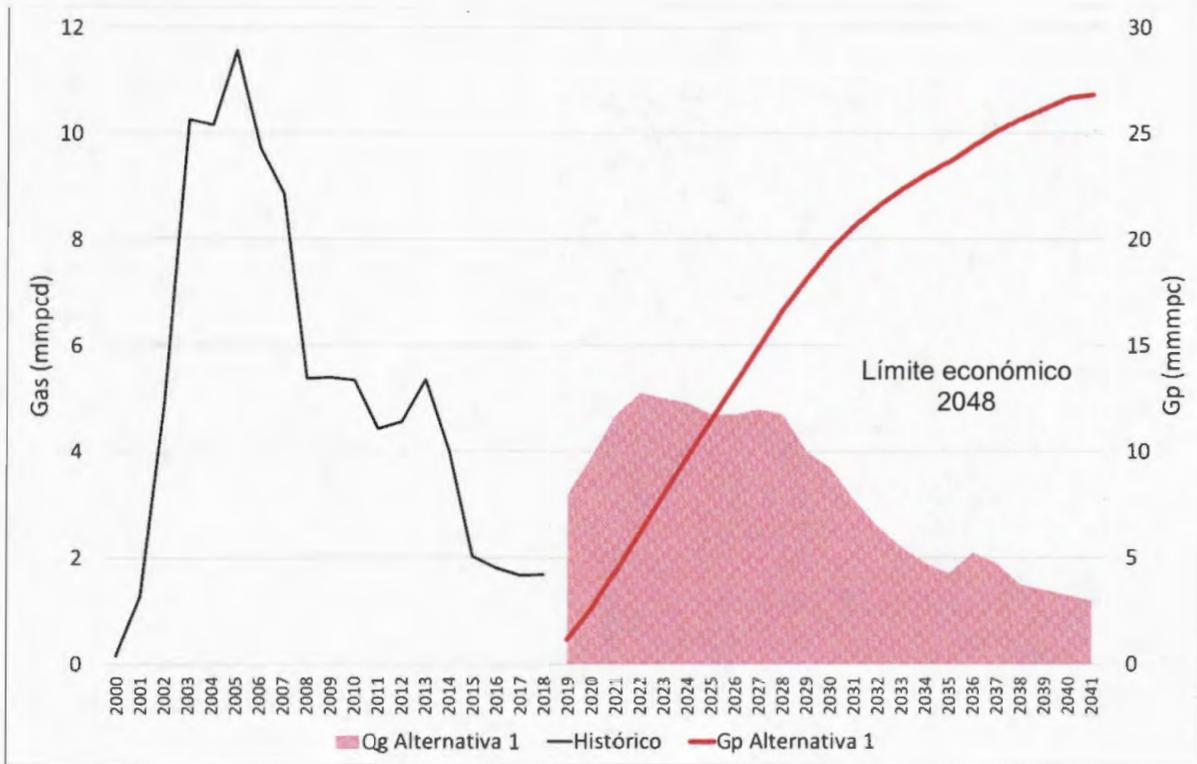
e) Pronóstico de producción

El Escenario Modificado considera acelerar la producción de gas, elevar el factor de recuperación y la producción en condiciones económicamente viables, incremento de las reservas, como resultado de la reevaluación de los yacimientos contenidos en el Área Contractual Carretas y la utilización de infraestructura existente a través de tecnologías que sean eficientes para el desarrollo del Área Contractual.

En la Figura 3 se observa en línea oscura, la información con la que cuenta el operador, en relación con la historia de producción promedio anual de gas del campo Carretas. En la historia, se observa que a mediados de la década de los 2000, el campo alcanzó su máxima producción, declinando posteriormente hasta llegar a una producción actual de 1.6 mmpcd promedio anual en el año 2018 y alcanzar una acumulada de 45.54 mmpc.

La propuesta de modificación al plan de desarrollo contempla actividades de perforación y reparaciones, lo cual se reflejarían en un incremento hasta de 5.1 mmpcd promedio en el año 2022. Para el final de la vigencia de la asignación se pronostica una producción de 1.2 mmpcd promedia anual para alcanzar una acumulada de 72.4 mmpc de gas.



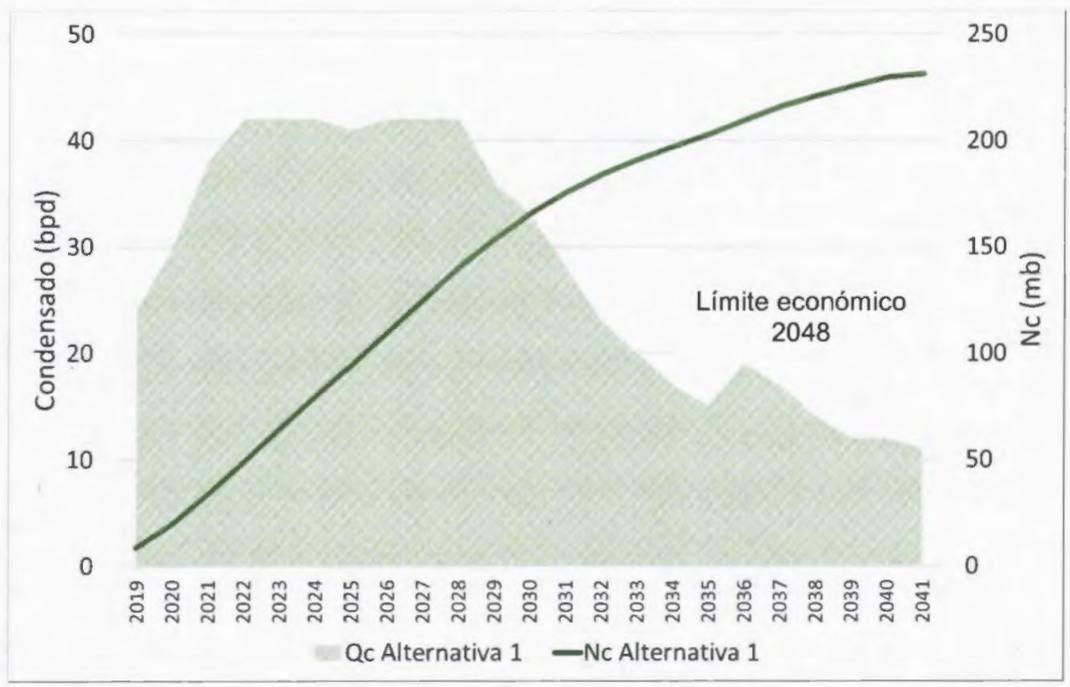


	Plan aprobado	Plan Modificado 2019-2041	Gp
Volumen a recuperar [mmpc]	0.63	26.86	72.4

Figura 3. Perfiles de producción de gas.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

La Figura 4 muestra el pronóstico de condensado a partir del año 2019 y hasta el año 2041. En este período, la producción máxima de condensado se estima en 42 barriles de condensado promedio entre los años 2022 a 2028, finalizando en la vigencia del Contrato con 11 barriles promedio anual. El volumen acumulado de condensado que se estima es de 231 mil barriles. De acuerdo con información del operador, el campo no cuenta con historia de producción de condensados.

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



	Plan aprobado	Plan Modificado 2019-2041	Nc
Volumen a recuperar [mb]	0.16	231	231

Figura 4. Perfiles de producción de condensado.
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

En la modificación al Plan de Desarrollo, se presenta el análisis de 3 alternativas para continuar con la extracción de hidrocarburos, a continuación, se presentan de manera resumida los resultados y la alternativa elegida, que maximiza el factor de recuperación en condiciones técnicas y económicamente viables.

Todas las propuestas están enfocadas a la explotación en el yacimiento Eoceno, las cuales se describen a continuación, y se resumen en la Tabla 7 y en la Figura 5.

Alternativa 1: Maximiza el desarrollo de reservas disponibles a través de la perforación de 7 pozos, 28 reparaciones mayores tanto en pozos existentes como en pozos nuevos. Cabe mencionar, que esta alternativa requiere iniciar permisos de manifestación de impacto ambiental por las afectaciones que se requieren en un área, mayores tiempos para la entrada de la producción e incremento de costos de construcción de pozos y obras asociadas.

Alternativa 2: Realizar 18 reparaciones mayores tanto en pozos existentes como en pozos nuevos y 41 reparaciones menores. La extracción de gas aprovecha las macroperas y pozos existentes.

Alternativa 3: Realizar la perforación de 2 pozos nuevos, 21 reparaciones mayores tanto en pozos existentes como en pozos nuevos y 46 reparaciones menores. Al igual que en el caso de la Alternativa 1, en esta también se requeriría realizar actividades en relación con el Sistema de Administración de Riesgos.

Características	Alternativa 1 Elegida	Alternativa 2	Alternativa 3
-----------------	-----------------------	---------------	---------------

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC" and "777".

Actividades físicas	7 perforaciones + 28 RMA + 58 RME	18 RMA + 41 RME	2 perforaciones + 21 RMA + 46 RME
Producción gas / condensado	26.8 MMMpc / 231 Mbl	11.8 MMMpc / 96 Mbl	16.4 MMMpc / 136 Mbl
Gastos de Operación	23.2 MM USD	20.1 MM USD	21 MM USD
Inversiones	22.3 MM USD	6.2 MM USD	10.9 MM USD
Tecnología	Estimulaciones y Tubing Less	Estimulaciones	Estimulaciones y Tubing Less
Indicadores económicos			
VPN (DI)	276	-548	-1,850
VPI	14,401	2,908	7,636
VPN/VPI	0.02	-0.19	-0.24

Tabla 7. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

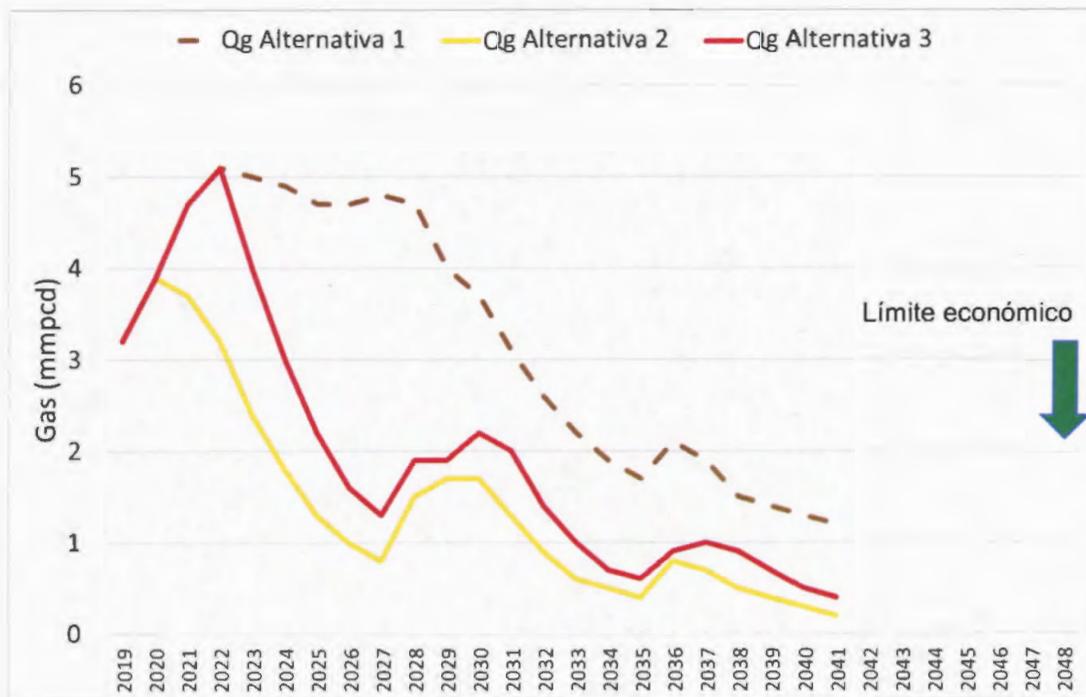


Figura 5. Pronóstico de producción de gas de las alternativas propuestas

g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

A continuación, se presenta el análisis técnico realizado de la información, para verificar que el plan de extracción propuesto por el Contratista esté alineado con las mejores prácticas, presenta la tecnología adecuada y su estrategia de explotación incrementará el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Mecanismos de empuje

El principal mecanismo de producción del campo es la expansión del sistema roca-fluido, como consecuencia de que los yacimientos son arenas muy compactas y que no existe acuífero activo, de hecho, de los análisis de agua disponibles se observa que la concentración de cloruro de sodio (NaCl) tiene valores por debajo de las 18,000 partes por millón (ppm), mientras que la salinidad promedio del agua congénita de la Cuenca de Burgos está en el rango de 18,000 ppm a 35,000 ppm, lo cual hace considerar que las muestras de agua no son representativas del agua de formación y que probablemente indican agua de condensación. De la información disponible a junio del 2018, los gastos de agua varían de 0.55 bpd de la formación Cook Mountain a 10.64 bpd de la formación Mount Selman.

Diagrama de Fase, Carretas

De acuerdo con información presentada, el campo no cuenta con estudios de propiedades fisicoquímicas de los fluidos, así como tampoco análisis PVT.

El campo Carretas es productor de gas húmedo. Dispone de análisis cromatográficos de muestras adquiridas a nivel de separador entre los años 1999 y 2018. De acuerdo con los datos adquiridos por Strata CPB, el gas de Carretas contiene en promedio 83.7 % de metano con una riqueza del orden de 56.8 bls/mmmpcd y poder calorífico de 1,241 Btu/ft³.

Gasto Inverso

Bajo la metodología de Blasingame (Figura 6), se graficó, uno entre el gasto de gas (1/qg) contra la acumulada de producción entre el gasto (Gp/qg), en la curva obtenida se observa una inflexión que representa un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento, en este caso son las perforaciones, reparaciones mayores y menores. Este análisis nos ayuda a estimar la EUR (Recuperación final estimada) con el objetivo de evaluar si el factor de recuperación es acorde al yacimiento.

Teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior y evaluando en la ecuación de la línea roja de la gráfica inferior, se obtiene una EUR de 30 mmmpc y un factor de recuperación de 76 %. El Contratista indica que pretende recuperar un volumen de 26.8 mmmpc, correspondiente a un factor de recuperación de 81 % a la vigencia del plan, y concluye que el factor de recuperación sí es representativo para el yacimiento.



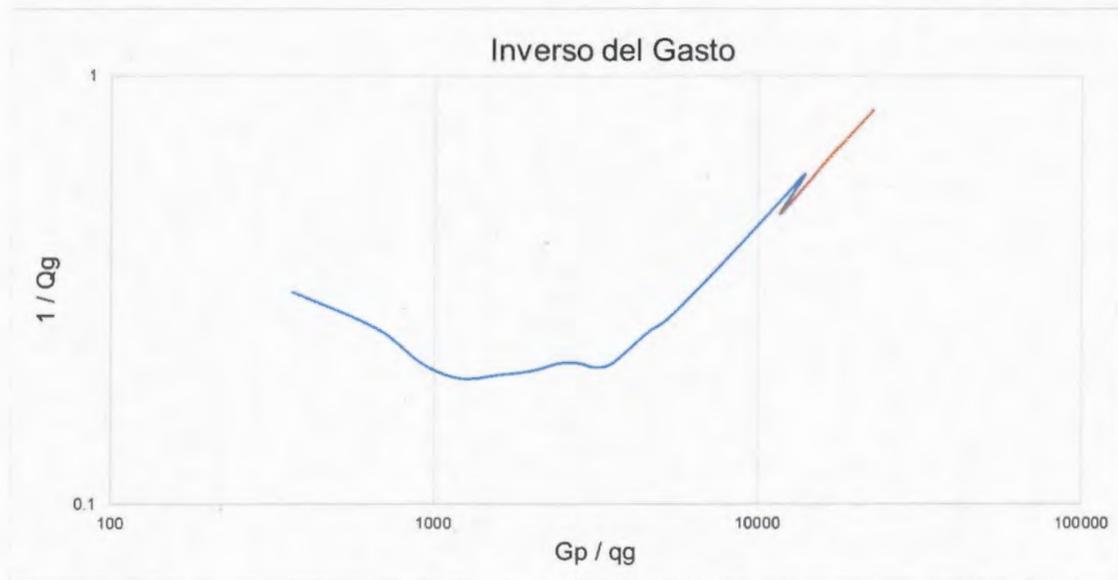


Figura 6. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Comportamiento histórico de presión y producción

El gráfico siguiente (Figura 7) nos muestra el comportamiento de producción del campo Carretas a partir del año 2000. El gasto máximo de gas del campo se registró en abril del 2003 con un valor de 16.69 mmpcd con 76 pozos perforados. La producción de gas en octubre 2018 en el área fue de 1.4777 mmpcd con 31 pozos productores.

Con relación al condensado, se cuenta con datos del año 2018 de los cuales se observa un promedio de 4.44 bpd de condensado a lo largo del año.

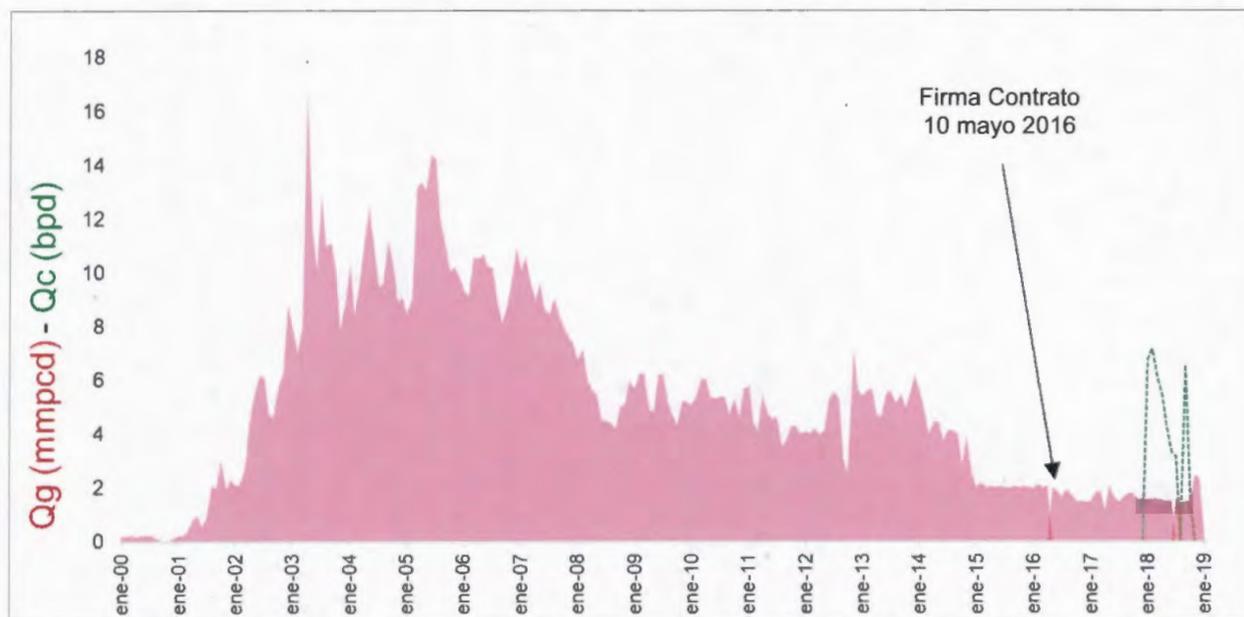


Figura 7. Histórico de producción mensual del campo Carretas (Fuente: Comisión con datos de Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the letters 'RC'.

En cuanto al comportamiento de la presión, a partir de los datos disponibles no se observa una línea de tendencia en el campo como consecuencia de las actividades de extracción. Dicho comportamiento es producto de las características del campo como la compartimentalización y las características de las arenas productoras muy compactas con baja permeabilidad.

En la Figura 8, se muestra la producción de gas y la presión del yacimiento Queen City del cual se cuenta con más información. En ella se observa que incluso para un mismo yacimiento, la declinación no es clara. Los datos de presión adquiridos por el Contratista presentan comportamiento diferente al que se observa con los datos históricos. Estos resultados permiten inferir que, debido a la compartimentalización estructural y estratigráfica del campo, el yacimiento se comporta de manera aislada en las distintas zonas del mismo.

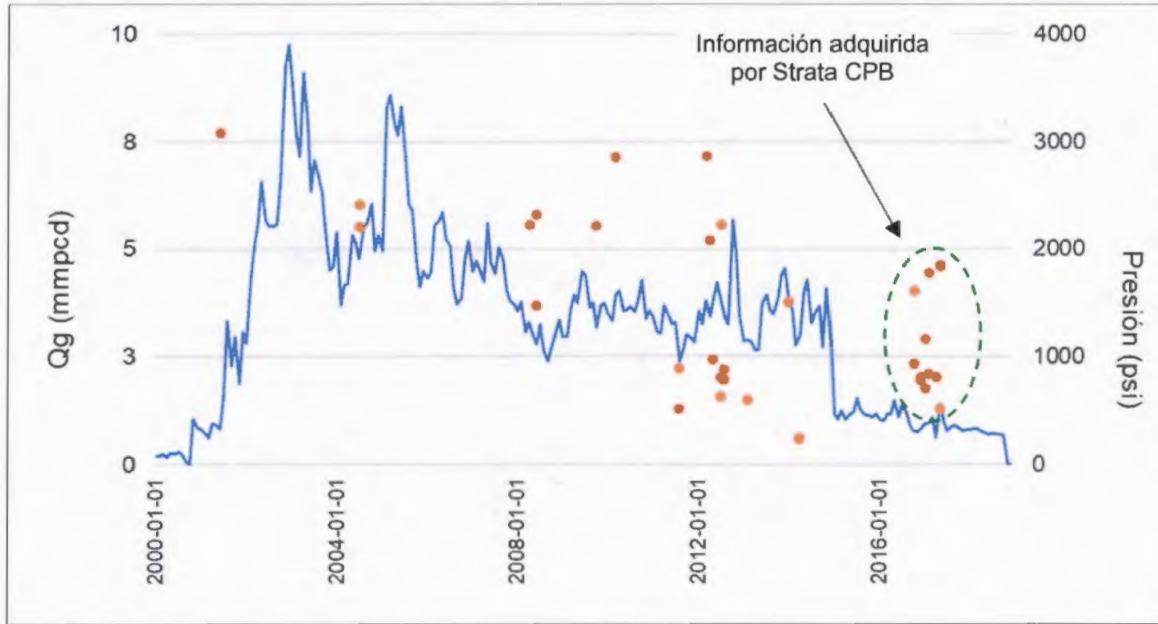


Figura 8. Comportamiento Producción-Presión, Formación Queen City - AC5 Carretas (Fuente: Contratista)

Comparativo de las estrategias de producción de campos análogos

Con el objeto de poder comparar el desempeño del Área Contractual Carretas, se buscaron Campos que, por sus características, petrofísicas, litología e hidrocarburos producidos, pudieran servir como campos análogos, por lo que se consideró al campo Elmworth-Wapiti, el cual se encuentra ubicado en Canadá y se ocupará para tal efecto. En la Tabla 8 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como sus respectivas características, factor de recuperación y estrategia de producción.

	Carretas (Mount Selman)	Elmworth-Wapiti
Tipo de fluido	Productor de gas húmedo 55.1 °API	ND
Ubicación	Terrestre	Terrestre
Litología	Arenas	Arenas
Recuperación	Primaria	Primaria
Porosidad promedio %	8-11	6

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the letters 'RC' and various scribbles.

Temperatura de yacimiento °F	206	171
Presión inicial kg/cm2	364	154
Mecanismo de empuje	Expansión del sistema roca-fluido	Expansión de gas
Estrategia de explotación	Recuperación primaria	Recuperación primaria
Factor de recuperación final de gas	81 %	71 %

Tabla 8. Criterios de selección para los campos Análogos (Fuente: Comisión)

Así mismo, revisando artículos técnicos y literatura de la industria petrolera, se verificó que el factor de recuperación de Carretas se encuentra en el rango de otros yacimientos, ya que la recuperación depende de las características del yacimiento como presión, mecanismo de empuje, composición de los hidrocarburos, capacidad de flujo Kh, saturaciones, movilidad y difusividad. Por otro lado, es importante aplicar tecnologías adecuadas para yacimientos con baja permeabilidad, como por ejemplo la perforación de pozos horizontales y técnicas de estimulación para mejorar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Por el análisis anterior se concluye, que el factor de recuperación final esperado está acorde a la estrategia de desarrollo, se encuentra alineado con las prácticas internacionales y es económicamente viable para ser llevado a cabo por el Contratista.

h) Análisis Económico

La aprobación de la modificación del Plan de Desarrollo considerará un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

1. Programa de Inversiones
2. Indicadores de evaluación económica

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales I.6.3 y I.6.7, de la sección 2. *Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, de la *Guía para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos* (Anexo II de los Lineamientos).

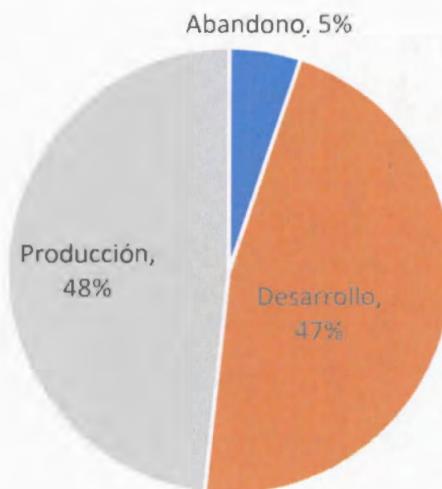
En los artículos 9 y 20 de los Lineamientos se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos se detalla en el Anexo II de los mismos. De igual forma, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los contratos, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del Análisis económico.

i.1 Programa de Inversiones

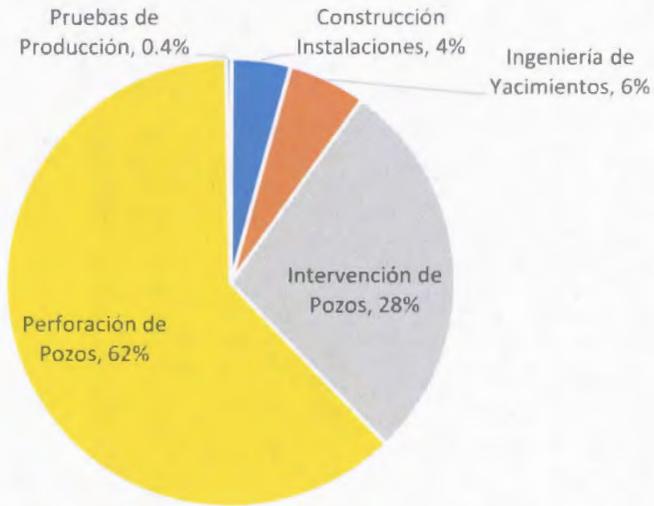
El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la 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, en adelante Lineamientos de Costos.

El Programa de Inversiones asociado a la modificación del Plan de Desarrollo estimado por el Contratista, es por un monto de 47.9 millones de dólares. Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, por Actividad petrolera; y a su vez cada una de ellas por Sub-actividad.



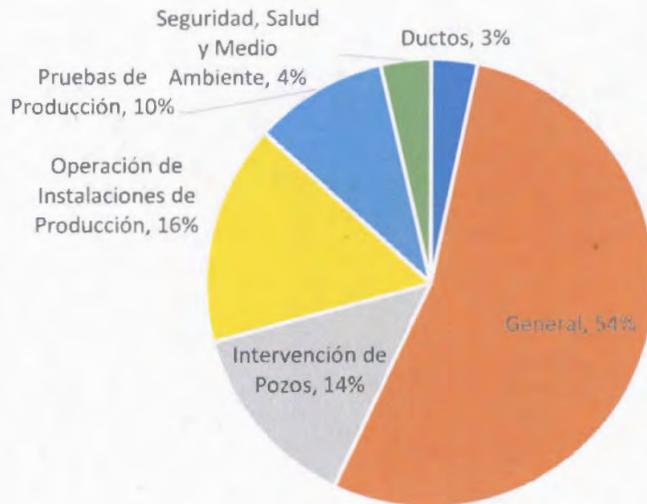
\$ 47.9 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 9. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



\$ 22.3 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

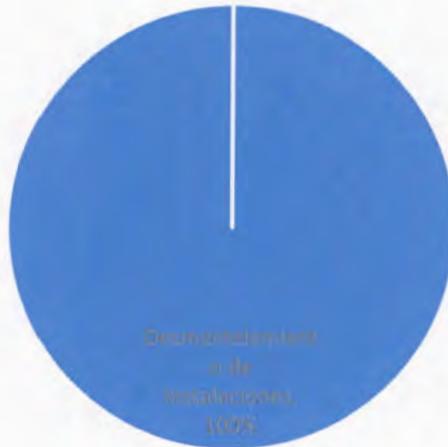
Figura 10. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



\$ 23.2 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 11. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several smaller ones below it, some with the number '777' written next to them.



\$ 2.5 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)
Figura 12 Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	Construcción Instalaciones	951.0	383.0	127.0	107.0	117.0	142.0	15.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	Ingeniería de Yacimientos	1,250.0	100.0	120.0	100.0	20.0	70.0	100.0	20.0	20.0	100.0	20.0	20.0
	Intervención de Pozos	6,226.5	1,109.5	443.8	445.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	665.7	887.6
	Perforación de Pozos	13,781.7	0.0	0.0	2,027.3	1,921.0	1,970.9	2,004.6	1,877.3	2,075.9	1,904.6	0.0	0.0
	Pruebas de Producción	87.2	12.4	5.0	7.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	7.4	9.9
Producción	Ductos	771.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
	General	12,440.0	709.1	711.4	720.4	735.5	743.8	749.9	748.4	756.8	726.6	657.1	629.8
	Intervención de Pozos	3,191.2	375.5	356.2	179.0	187.2	175.5	167.3	146.8	142.8	134.6	153.9	134.0
	Operación de Instalaciones de Producción	3,684.1	288.9	198.2	181.3	172.8	179.2	156.5	216.2	154.1	174.4	163.3	182.9
	Pruebas de Producción	2,236.2	126.0	138.6	151.2	159.6	163.8	155.4	134.4	130.2	121.8	109.2	105.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	842.2	37.1	29.8	59.4	51.2	62.1	59.3	67.8	50.9	59.1	29.5	49.5
Abandono*	Desmantelamiento de Instalaciones	2,468.9	107.6	131.3	159.1	170.7	166.9	163.1	159.1	159.4	160.5	158.5	135.1
Total general		47,930.5	3,286.6	2,298.8	4,175.4	3,577.0	3,716.2	3,613.2	3,422.0	3,542.0	3,433.5	2,012.0	2,201.3

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Desarrollo	Construcción Instalaciones	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ingeniería de Yacimientos	100.0	20.0	20.0	100.0	20.0	20.0	100.0	20.0	20.0	100.0	20.0	20.0
	Intervención de Pozos	443.8	221.9	221.9	221.9	0.0	665.7	221.9	221.9	0.0	221.9	221.9	0.0
	Perforación de Pozos	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	5.0	2.5	2.5	2.5	0.0	7.4	2.5	2.5	0.0	2.5	2.5	0.0
Producción	Ductos	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	33.7	27.0	17.4	10.4	8.0
	General	629.0	573.2	503.6	426.2	379.8	354.4	358.0	354.6	334.9	329.4	232.3	75.8
	Intervención de Pozos	149.8	116.5	101.0	95.2	83.7	79.6	95.4	79.6	78.8	68.0	54.9	35.9
	Operación de Instalaciones de Producción	159.5	182.7	153.9	154.6	137.7	175.6	136.3	152.5	120.5	111.7	92.0	39.4
	Pruebas de Producción	105.0	96.6	84.0	71.4	63.0	58.8	58.8	58.8	54.6	39.0	27.0	24.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	39.5	39.8	24.1	34.4	19.6	22.6	12.6	22.6	11.7	29.4	17.1	12.9
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	124.6	103.7	86.2	73.4	62.4	57.1	70.7	63.4	52.0	45.5	44.4	14.0
Total general		1,803.5	1,394.4	1,234.6	1,217.1	803.7	1,478.8	1,093.7	1,009.7	699.6	964.7	722.6	229.9

*Los montos anuales corresponderán a la aportación al Fideicomiso de Abandono y se determinarán de conformidad con la cláusula 17.4 del Contrato.

777
 RC
[Handwritten signatures and initials]

Tabla 9. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)¹
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

i. 2 Indicadores de evaluación económica

En este segundo apartado se analizan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas, y los flujos de costos y de producción estimados por el Contratista. El análisis se organiza como sigue:

- i. Descripción de la evaluación económica de la Comisión; e
- ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
 - a. Precios
 - b. Volumen de hidrocarburos, y
 - c. Costos.

i.2.1 Descripción de la evaluación económica de CNH

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 4.7 MMbpce². Esta Comisión, considera los parámetros presentados en la Tabla 10 para determinar un denominado escenario base para la evaluación económica.

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Precio del condensado	70	USD/b	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas	4.2	USD/mpc	Se asume igual durante la vida del proyecto
Valor de la regalía adicional	50.86	%	
Tasa de descuento	10	%	Se asume igual durante la vida del proyecto
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5.99	Razón	
Tipo de cambio	20	MXN/USD	Se asume igual durante la vida del proyecto

Tabla 10. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Derivado de estas premisas determinadas, los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ³	Unidad
VPN	44.45	0.33	mm USD
VP Inversión	13.78	13.78	mm USD
VPN/VPI ⁴	3.22	0.02	Adimensional
TIR	Indeterminada	10.31	%

¹ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

² Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista a partir de 2018: 231 mb y 26,479 mmpc; utilizando la razón de gas-petróleo crudo equivalente mostrada en la Tabla 10. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.

³ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

⁴ Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión

Tabla 11. Indicadores económicos
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

De la información presentada por el Contratista, bajo las premisas consideradas se determina que el proyecto tiene características suficientes para que se considere económicamente viable.

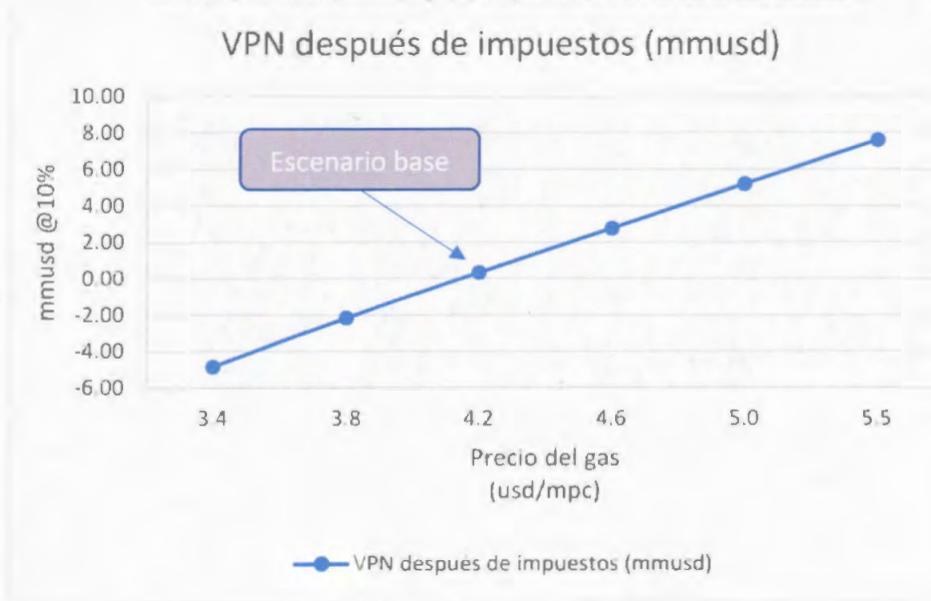
Utilizando las mismas premisas y flujos, a continuación, se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

i.2.2 Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables

a. Precios

En la Figura 13 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del gas de acuerdo con el eje horizontal, que va de 3.4 a 5.5 dólares por miles de pies cúbicos; cabe mencionar que, para el análisis realizado, el precio del condensado cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del gas. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa la robustez del proyecto frente a variaciones de precios. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del gas debe mantenerse por debajo de 4.1 dólares por miles de pies cúbicos y 68 dólares por barril para el condensado.

(Millones de dólares descontados a 10%)
 Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado



Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'RC' and '777'.

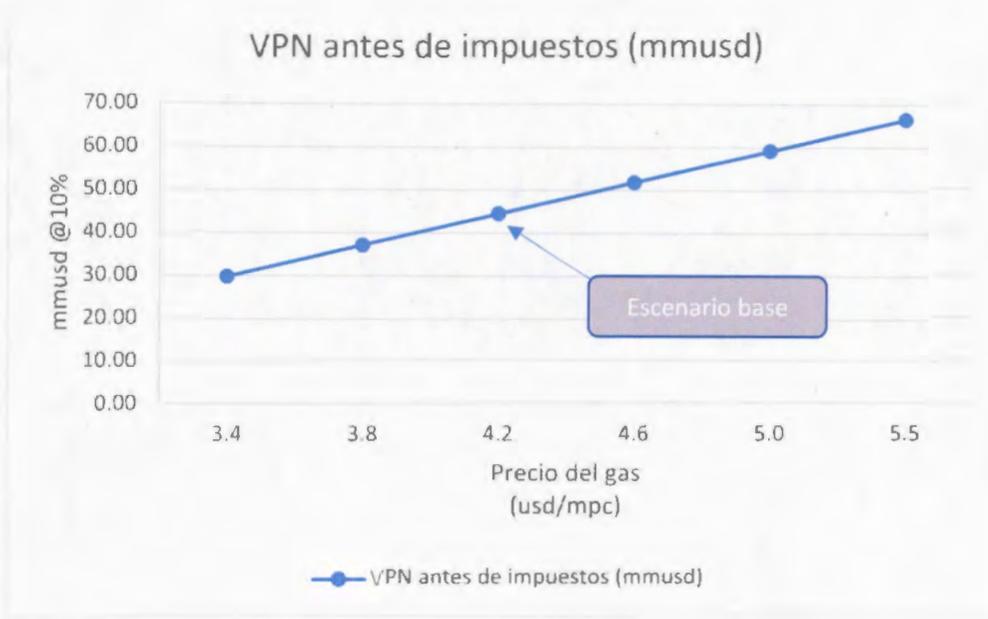


Figura 13. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del gas
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

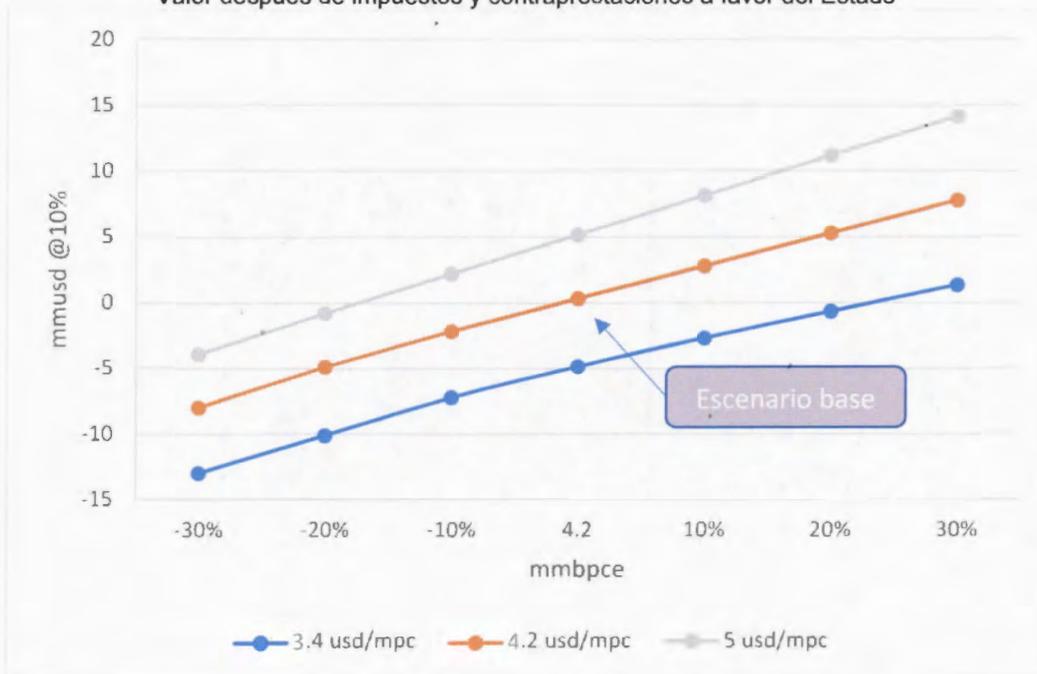
b. Volumen de hidrocarburos

En la Figura 14 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de producción, considerando el campo y la información actual. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea interior representa el escenario base con un precio a 4.2 USD/mpc y las dos líneas exteriores representan precios altos y bajos⁵, la inferior a 3.4 USD/mpc y la superior a 5 USD/mpc. En el panel superior se muestra el valor esperado descontado para el Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa que el volumen mínimo necesario en el escenario de 4.2 USD/mpc, para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 4.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado, de 1.8 MMbpce.

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

⁵ El precio del condensado cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del gas.

(Millones de dólares descontados a 10%)
 Valor después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado



Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

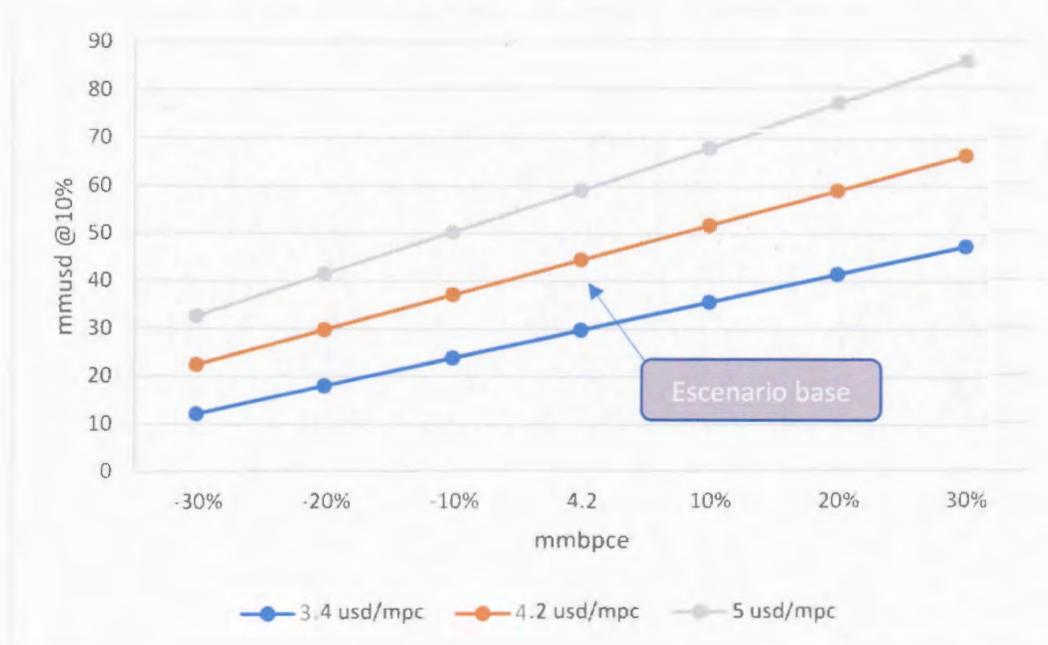


Figura 14. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

c. Costos

En la Figura 15 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de acuerdo con el eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 5 USD/mpc para el gas y 84 USD/bbl para el condensado. La línea continua inferior representa las

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number 777 and initials RC.

estimaciones asumiendo un precio de 3.4 USD/mpc y 56 USD/bbl. La línea interior representa el escenario base de a 4.2 USD/mpc y 70 USD/bbl. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de ellos.

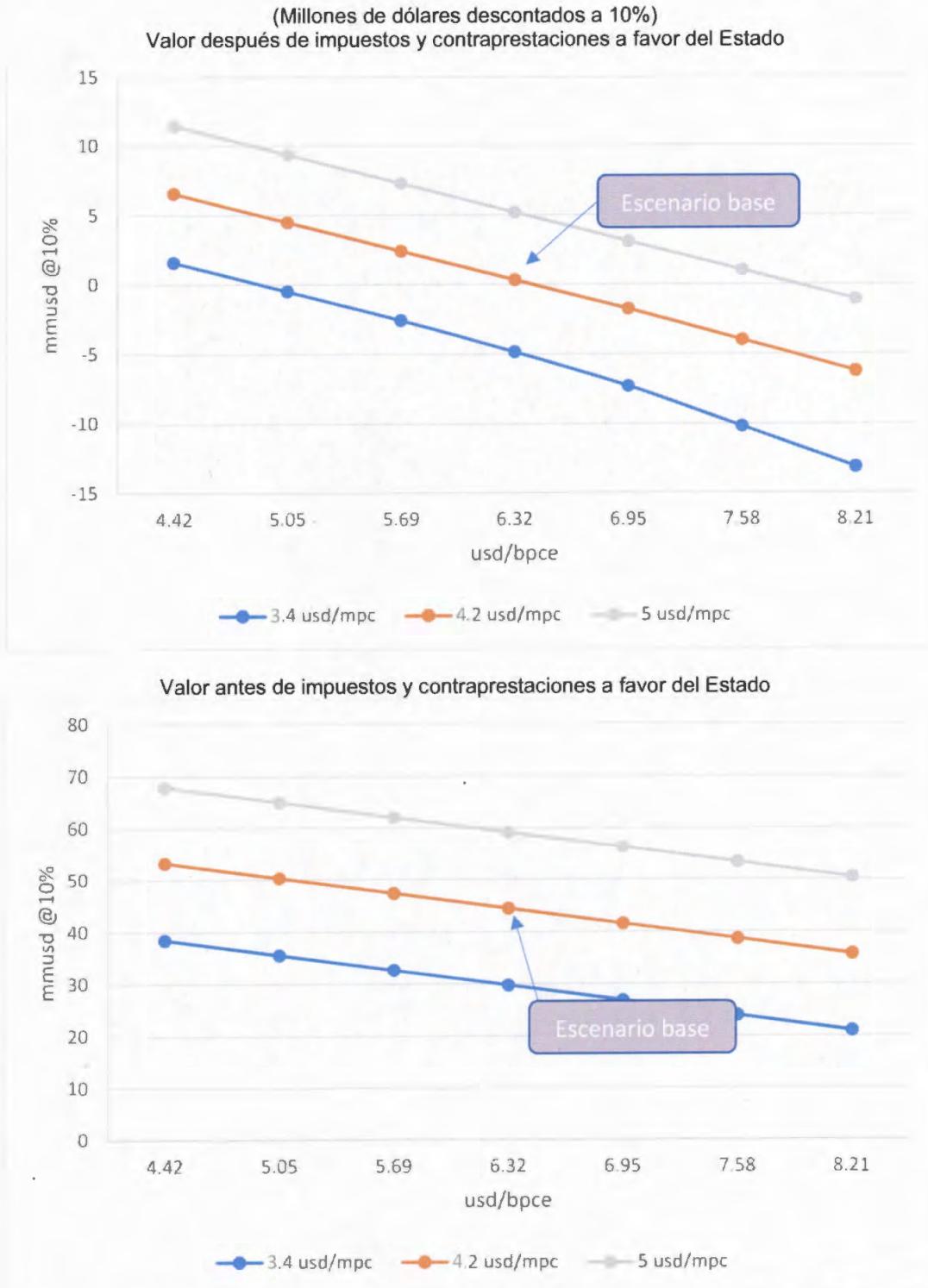


Figura 15. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales
 Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 2%, en el escenario base que considera los impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, se mantendría la

[Handwritten signatures and notes in blue ink]

declaratoria de viabilidad económica del proyecto, considerando los indicadores y premisas expuestas en el presente apartado.

A partir de la información presentada en esta sección de Análisis económico se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables, considerando las premisas expuestas, ante variaciones excluyentes entre sí, de hasta -2.12% de la producción, de 2% en los costos o un precio por millar de pie cubico de 4.1 dólares.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Área Contractual 5 Campo Carretas actualmente tiene una producción de 1.57 bbl/d de Condensado, 1.48 MMPCD de Gas, y está integrada por tres (3) Estaciones de Recolección de Gas: Carretas-1, Carretas-2 y Carretas Auxiliar; cada una diseñada con capacidades diferentes para manejar la producción total del campo, en las cuales se realiza la medición de los hidrocarburos mediante los Puntos de Medición provisionales aprobados a través de las resoluciones CNH.E.48.002/18 de fecha 23 de agosto de 2018 para Condensados y CNH.E.53.004/17 de fecha 18 de octubre de 2017 para Gas, utilizando para este último la asignación del volumen a través de un acuerdo de medición realizado con Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP).

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual 5 Campo Carretas y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), la Dirección General de Medición (en adelante, DGM) 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:

Se identifica que la medición del Gas se realiza de manera dinámica y la medición del Condensado de manera estática. Los sistemas de medición dinámicos para el Gas se encuentran compuestos por un tubo de medición de flujo por presión diferencial tipo placa de orificio y la medición estática del Condensado en los tanques de almacenamiento calibrados y ubicados en cada una de las ERG Carretas-1, Carretas-2 y Carretas Auxiliar, estaciones en las cuales se reciben los Hidrocarburos provenientes de los pozos del Área Contractual para posteriormente llevar a cabo la separación de la mezcla de Gas/Líquidos.

Para este proceso de separación la ERG Carretas 1 cuenta con un separador bifásico horizontal y las ERG Carretas 2 y Auxiliar un separador trifásico cada una, una vez separado el Gas este es medido a través de un sistema de medición del tipo presión diferencial por placa de orificio en la descarga de cada uno de los separadores, en cuanto a los Líquidos una vez separados estos son enviados a tanques atmosféricos donde se realiza la medición estática de los mismos, teniendo un tiempo de residencia en estos tanques y agregando químicos para la separación del agua, la cual también es medida en los mismos.

Para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para el Área Contractual 5 Campo Carretas el Contratista prevé 2 etapas para la medición de los Hidrocarburos; la primera es continuar con la medición como actualmente se tiene aprobada en tanto se realizan actividades de acondicionamiento en la infraestructura como lo es adecuación de tanques de almacenamiento, sistemas de disposición de agua, tendido de líneas de descarga para siete nuevos pozos, así como la instalación de una planta deshidratadora para el procesamiento del Gas en cada una de las Estaciones de Recolección, con la finalidad de dar cumplimiento a los requerimientos de calidad del artículo 28 de los LTMMH, lo cual se realizará durante el año 2019. En cuanto a la segunda etapa y una vez concluidas las actualizaciones y mejoras a las instalaciones anteriormente mencionadas, y en conjunto con los instrumentos de medida, procedimientos y personal involucrado en la medición propuesta para esta etapa, se conformará la implementación de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual, Figura 16.

Por lo que en complemento de lo anterior el Contratista realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición de Gas y Condensado para la segunda etapa:

Medición Gas

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas el Contratista manifiesta que una vez instalada la nueva infraestructura para el procesamiento del Gas, cada una de las Estaciones de Recolección estará en condiciones de tener el Gas en condiciones de calidad de conformidad con lo solicitado en los LTMMH, por lo que para esta etapa propone los Puntos de Medición ubicados en las salidas de las ERG Carretas 1, 2 y auxiliar a través de medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio, en los cuales el Contratista ha realizado actividades de mejora y control metrológico.

Medición Condensado

Para la medición de condensados producidos en el Área Contractual el Contratista propone que para la determinación de los volúmenes y calidades de los Condensados se utilizará medición estática en tanques de almacenamiento, en los cuales mediante tiempo de residencia y la adición de químicos se obtendrá su separación y acondicionamiento, por lo cual propone como Puntos de Medición para Condensado los tanques identificados como TV-01 en las ERG's Carretas 2 y Auxiliar a los cuales se trasladara vía autotanque el condensado recolectado en la estación Carretas 1, en la cual solo se tendrá una medición de referencia.

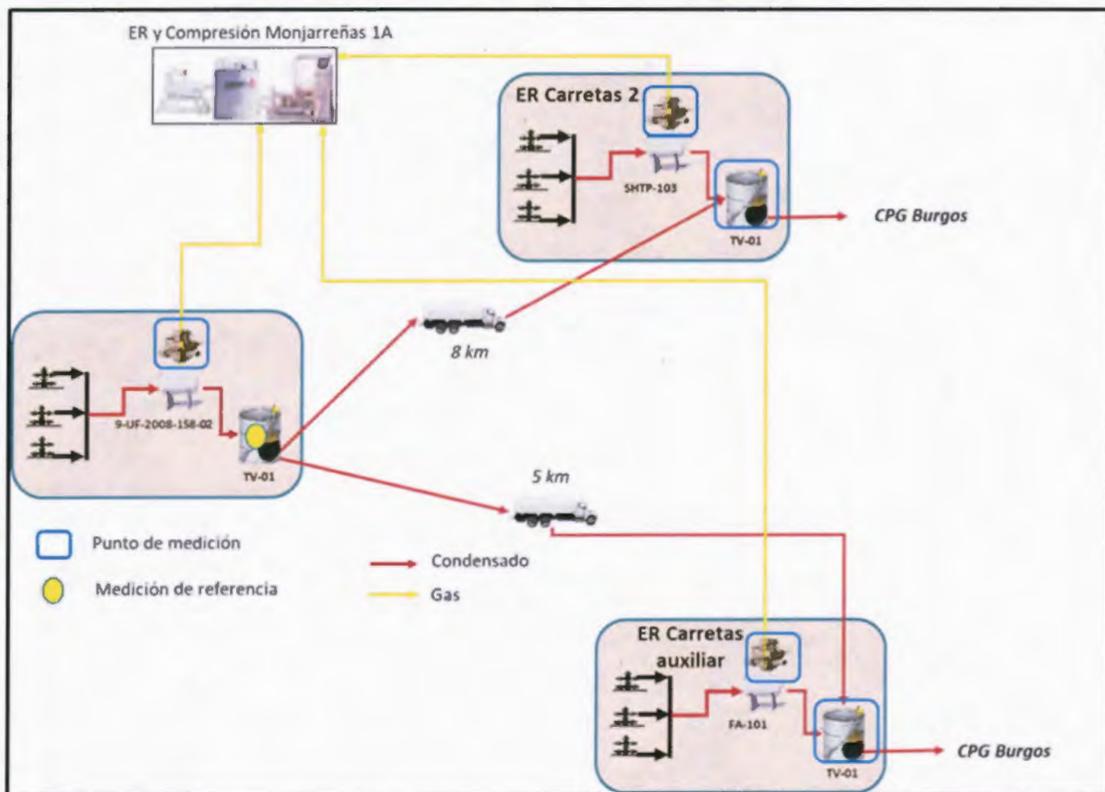


Figura 16. Diagrama General del manejo del Gas y Condensado (Fuente Contratista)

Criterios y Evaluación de la medición de los Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para el Área Contractual 5 campo Carretas se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the letters 'RC' and various scribbles.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Strata CPB, S.A.P.I. de C.V.
 No. de Contrato o Asignación: CNH-R01-L03-AS/2015
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Carretas
 Tipo de Plan a evaluar: Modificación al Plan de Desarrollo

No.	Artículo de los LTMHH/Contrato/Guía	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.	LTMHH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	descripción breve de la medición propuesta en la página 18 del documento PDF, el área cuenta con tres ERG para el manejo del Gas y Condensado página 23, estaciones en las cuales se propone la ubicación de los Puntos de Medición, la propuesta considera el cumplimiento a los LTMHH en cuanto a determinación	Se identifica que los Puntos de Medición propuestos, son los mismos Puntos de Medición provisionales con los cuales actualmente el Área Contractual mide los Hidrocarburos, y se considera el cumplimiento al artículo 28 de los LTMHH, a través de plantas deshidratadoras
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHH, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	Se propone la medición en las ERG, teniendo sistemas de medición por placa de orificio para el Gas y medición en tanques para el Condensado.	Los sistemas ya fueron revisados y confirmados metrologicamente para su uso.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHH	SI	Presenta una declaratoria de política de medición, la cual enuncia y manifiesta los requerimientos solicitados en el artículo 6 de los LTMHH, información ubicada en los anexos de medición.	
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metroológica, de mantenimiento.	SI	Presenta un procedimiento para el mantenimiento preventivo de los sistemas de medición dinámicos y estáticos existentes en el Área Contractual	Presenta programas asociados de mantenimiento asociados al procedimiento
		• Confirmación metroológica		SI	Presenta procedimiento para la realización del proceso de confirmación metroológica, el cual se ubica en los anexos de medición	Dicho procedimiento contempla todas las actividades relacionadas para la ejecución de la confirmación metroológica
		• Elaboración de balance		SI	El Operador Petrolero presenta un procedimiento para la elaboración de los balances de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual Carretas, en el cual se contempla el cálculo del porcentaje de producción por pozo para la asignación de la producción, el cálculo de los volúmenes de inventario, los volúmenes de autoconsumo y las mediciones de los hidrocarburos medidos en los Puntos de Medición de las Estaciones de Recolección de Gas.	Se deberá de actualizar el procedimiento a fin de que se considere la reducción de la corriente de gas por la extracción del contenido de agua en la Unidad de Deshidratación.
• Calibración de los instrumentos de medida	SI	Presenta procedimiento para la calibración de los instrumentos de medida, información que se encuentra ubica en los anexos de medición apéndice 10		En este procedimiento se establece que la actividad será realizada mediante un tercero acreditado		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se indicará un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	SI	El Operador Petrolero presenta los diagramas generales correspondientes a la infraestructura a utilizar para el manejo y desplazamiento de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.	De estos diagramas se presenta los DTI's e isométricos correspondientes de conformidad con lo establecido en los LTMHH.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHH	SI	El Operador Petrolero presenta la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición para Gas y Condensado, los cuales estarán ubicados dentro del Área Contractual.	Se identifica en conjunto con las ubicaciones las descripciones exactas de los sistemas de medición propuestos. El Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a lo establecido para la calidad de los hidrocarburos, de conformidad con el artículo 28 de los LTMHH.
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 en sitio o bien los a Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	El Operador Petrolero presenta los diagramas de instrumentos correspondientes a los sistemas de medición ubicados en el área contractual, incluyendo sus conexiones hacia las instalaciones. Información presentada en los anexos de medición.	Se identifican diagramas DTI's e isométricos, de los sistemas de medición.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición		SI	El Operador Petrolero manifiesta y presenta mediante los diagramas una declaratoria de que los Puntos de Medición propuestos no serán compartidos con otro Operador Petrolero.	
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	Se presentan diversos programas para la implementación de los Mecanismos de Medición y el cumplimiento a lo establecido en los LTMHH.	Se identifican programas asociados a los procedimientos a utilizar, así como programas de implementación, bitácora de registro, difusión de política de medición, diagnósticos, entre otros.

10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHM, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	Presenta valores de incertidumbre de los sistemas de medición dinámicos y estáticos del Área Contractual, manifestando el cumplimiento a lo establecido en los LTMHM. Información que se encuentra ubicada en los anexos de medición y documento PDF 126.	Adicionalmente presenta programa de estimación de las incertidumbres de los sistemas de medición del Área Contractual y evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, los cuales están relacionados al programa de diagnósticos.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición.	SI	Presenta la evaluación económica de las actividades relacionadas en medición con las cuales asegurará y mantendrá la operatividad de los instrumentos de medición y los parámetros de incertidumbre de	La evaluación presenta la descripción y montos de gastos en USD para el periodo de 2019-2041
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	Presenta programa de implementación de la bitácora de registro, programa ubicado en los anexos de medición	El Operador Petrolero considera la elaboración de un procedimiento para la bitácora de registro y cumplimiento de la información a contener de conformidad con lo establecido en los LTMHM
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	Presenta programa de verificación y diagnósticos anuales, programa ubicado en los anexos de medición	El programa contempla todos los sistemas de medición ubicados dentro del Área Contractual y aquellos en responsabilidad del Operador Petrolero.
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 del personal, incluyendo las del responsable oficial, las cuales son acordes a los sistemas de medición instalados. Información ubicada en los anexos de medición presentados.	Adicionalmente se presenta el programa de capacitación para el personal para el año 2018-2019.
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	Presenta documento con la propuesta de indicadores de desempeño (STRATA-P-SM-015) para, gráficos de control, índice de calibración, verificación, mantenimiento, entre otros	Los indicadores propuestos cubren lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33
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 la designación del Responsable Oficial de conformidad con el artículo 9	Designación mediante escrito SCM160135
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.	SI	De acuerdo a los diagramas de los instrumentos presentados no se identifican derivaciones de estos aguas arriba y debajo del medidor.	-
18	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	SI	Actualmente el Operador Petrolero ya cuenta con un sistema de telemetría, del cual se tiene acceso a través de internet.	Adicionalmente presenta diagramas de topología de comunicación.
19	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 resguardar la información.	SI	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Operador Petrolero, mediante actividades contempladas en el PDE se prevé el cumplimiento a los parámetros de calidad.	-
20	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	Los Puntos de medición propuestos cuenta con computador de flujo.	El computador tiene la disponibilidad de almacenar 30 días de información.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	SI	El Operador Petrolero, presenta los certificados de calibración de los instrumentos de medida, con los cuales se demuestra la trazabilidad a patrones.	Esta trazabilidad se realizó a través de un tercero acreditado
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 permante. En	SI	El Operador Petrolero no cuenta con patrones de referencia en sitio, ya que la trazabilidad la obtiene a través un tercero acreditado.	-
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	Para la medición del agua, esta se realiza una vez separadas las fases y el líquido enviado a tanques verticales y medido mediante medición estática, para luego ser transportada en pipas a pozo letrina.	-
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	SI	no presenta propuesta de utilización de medición multifásica	-
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	Se prevén pruebas de producción, mediante un separador trifásico, aunque estas pruebas no manifiestan ser de tiempo extendido si no tan solo de presión-producción y comportamiento de los pozos.	se identifica la utilización de los puntos de medición propuestos para cuantificar estas pruebas y a través del separador, esta información se utilizara para seguimiento a pozos.

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual 5 Campo Carretas, la DGM manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con los establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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 250.715/2018 de fecha 12 de noviembre de 2018, a lo cual mediante Oficio 352-A-161 con fecha del 20 de noviembre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista Strata C.P.B., S.A.P.I. de C.V. para el Área Contractual 5 Campo Carretas, manifestando que para esta opinión se tienen las siguientes consideraciones, 1) que se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos de conformidad con el artículo 6 de los LTMMH, 2) que se observe en el MPMS del Instituto Americano del Petróleo (API) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH, 3) De acuerdo a lo señalo en 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 y, 4) de conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, 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 los LTMMH.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Contratista 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 de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la modificación del Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en la modificación del Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente, así mismo el reporte del volumen y calidad del condensado producido 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 los procedimientos para la determinación del volumen producido.
5. La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

6. El Contratista 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.
7. 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.
8. 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.
9. El Contratista, 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.
10. El Contratista 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.

El Contratista 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.

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 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 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 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.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por el Contratista Strata C.P.B., S.A.P.I. de C.V., respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 5 Campo Carretas en la solicitud de aprobación de la modificación 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 los Sistemas de Medición propuestos y 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, 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.

En cuanto al procedimiento de balance volumétrico presentado por el Operador Petrolero, se considera robusto y consistente con lo que ha presentado en su propuesta de modificación de Plan de Desarrollo. Como premisa general se consideran las mediciones físicas realizadas en las Estaciones de Recolección de Gas de Carretas-1, Carretas-2 y Carretas-Auxiliar, mismas que son consideradas como Puntos de Medición, así mismo, se realizará registro de presión diario para determinar el volumen bruto y porcentaje de producción por pozo, para la asignación de los volúmenes del Área Contractual.

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 Contratista, 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 Operador 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 la modificación del Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, de la cual se concluye que:
 - 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, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42 y en términos del Anexo 9 del Contrato.
 - 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.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con la modificación al 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 250.715/2018 de fecha 12 de noviembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-161 con fecha del 20 de noviembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Operador Strata C.P.B., S.A.P.I. de C.V., "*...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Contratista; (i) permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y (ii) en relación con lo anterior, y toda vez que el Contratista prevé dos etapas dentro del plan de desarrollo propuesto, una denominada Etapa de medición actual y otra denominada etapa futura respecto de los cuales presentó una propuesta de punto de medición, me permito realizar algunas consideraciones...*", resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Operador, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- 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. 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 Referencia, la misma se encuentra definida en la Figura 16 del presente dictamen.

- b. Se determina que deberá dar 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.
- c. 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 Operador, en términos del apartado IX de los LTMMH.
- d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo Carretas en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y la modificación al Plan de Desarrollo presentada.
- e. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

j) Comercialización de Hidrocarburos

El Contratista realizará la comercialización del gas contemplando lo siguiente:

Hasta en tanto, se obtenga la aprobación de los Puntos de Medición propuestos en las ERG del Área Contractual, se mantendrá el manejo y comercialización del gas tal cual se realiza actualmente, esto es, continuar con la comercialización con Pemex Exploración y Producción, como se indica a través de la resolución CNH.E.09.002-17 con fecha 21 de marzo del 2017.

A partir de la aprobación en comento, el Contratista continuará utilizando el servicio de compresión de PEP instalado en la ERYCG Mojarreñas-1 y el servicio de transporte de Pemex Logística mediante el gasoducto que interconecta con el CPG Burgos, lo anterior para el procesamiento de gas y su posterior inyección a la red del Sistrangas para venta a un tercero, ampliando así su cartera de potenciales clientes.

Por su parte, para la comercialización del condensado, el Contratista cuenta con separadores horizontales trifásicos y bifásicos, diseñados y operados para separar el condensado del agua congénita, luego el condensado es enviado y almacenado en los tanques de almacenamiento, donde se logran alcanzar las especificaciones requeridas para su comercialización.

k) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

Dado que el Área Contractual 5 Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 es productora de gas húmedo (gas no asociado), no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas producido.

l) Cumplimiento Contractual

Con la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Contratista respecto de las siguientes cláusulas en la Tabla 12:

Cláusula o Anexo del Contrato	Presento como parte del Plan de Desarrollo
5.3 Plan de Desarrollo	Sí
11.2 Procedimientos de Medición.	Sí
17.1 Requerimientos del Programa.	Sí
18.3 Contenido Nacional.	Sí
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica.	Sí
ANEXO 9, Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo	Sí

Tabla 12. Cumplimiento Contractual de Carretas
(Fuente: Comisión con información presentada por Strata CPB)

En cumplimiento a la cláusula 17.1, el Contratista estableció en la modificación del Plan de Desarrollo las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, restauración, remediación, desinstalación de maquinaria y equipo, entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, lo cual el Contratista manifiesta que lo realizará conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

En este sentido, el Contratista considera las actividades de Abandono de la infraestructura dentro del Área Contractual que se harán al finalizar la etapa del proyecto, lo cual, de acuerdo con la Cláusula 3.3 del Contrato, no exime al Contratista de realizar todas las actividades de Abandono correspondientes.

Strata CPB considera iniciar actividades de abandono, un año después de la declaración de no utilidad definitiva del activo. Durante ese año, realizará pruebas o estudios que le permitan evaluar y aplicar tecnologías (actualmente no disponibles) asociadas a la optimización o recuperación de producción.

Los pozos para abandonar corresponden a los declarados de utilidad, así como los 7 pozos a perforar. El contratista presenta el año propuesto de abandono estimado para cada pozo del área contractual, así como el procedimiento de abandono dependiendo del tipo de pozo (tubing less, sarta de velocidad, tubería de producción). En general, las actividades de abandono contemplan:

- 1) Bombear tres taponos de cemento
- 2) Cortar tubería y recuperar cabezal y árbol de válvulas
- 3) Soldar tubo con placa descriptiva
- 4) Rellenar pozo, compactar y colocar placa de cemento
- 5) Remediar suelo contaminado (en caso de ser necesario)
- 6) Reforestar y regenerar vegetación.

Para el año 2041, fecha en que finaliza el Contrato, no se contempla el abandono de los pozos Carretas-142, 143, 205, 165, 124, Loc-1, Loc-3, Loc-4, Loc-5, Loc-6 y Loc-7 con sus respectivas líneas de descarga, las 3 Estaciones de Recolección de Gas y los 4 Gasoductos. Lo anterior, debido a que se consideran útiles para esa fecha.

La estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono que realizará el Contratista corresponderá a un total de 2,468,855.89 dólares. De acuerdo con la cláusula 17.3 y 17.4 del Contrato, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión con el propósito de llevar a cabo las operaciones de Abandono en el Área Contractual (Tabla 13). Las aportaciones anuales que deberá realizar el Contratista al fideicomiso deben ser calculadas conforme se establece en la fórmula incluida en la cláusula 17.4 del Contrato (Tabla 14).

Así mismo, en la información presentada por el Contratista no considera un valor para el interés generado en el Fideicomiso en el Año de cálculo (IA_t). Por lo anterior, es necesario que realice y presente la actualización de las aportaciones correspondientes al Fideicomiso, y en su caso, la actualización de los parámetros de la fórmula para el cálculo de la aportación anual para las operaciones de abandono en el Área Contractual, incluida en la Cláusula 17.4 del Contrato.

Fideicomiso de Abandono	Año (MN)								
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	2,034,365.91	2,483,177.81	3,009,142.03	3,228,657.80	3,156,105.42	3,084,536.04	3,009,224.37	3,014,844.31	3,034,261.18

Fideicomiso de Abandono	Año (MN)							
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	2,997,115.84	2,555,660.94	2,355,506.38	1,961,390.37	1,629,386.61	1,388,701.94	1,179,909.64	2,997,115.84

Fideicomiso de Abandono	Año (MN)							Aporte total
	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
	1,080,645.12	1,335,998.39	1,199,088.91	984,148.94	860,593.40	839,022.79	264,580.72	

Tabla 13. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por Strata CPB)

Año	AAAt	PAEt	RR	CAE	IAT
	(MMPesos)	(Mbpce)	(Mbpce)	(MMPesos)	(MMPesos)
2019	2,034,365.91	248,767.91	6,245,905.13	51,077,554.35	0
2020	2,483,177.81	303,649.88	5,997,137.22	49,043,188.44	0
2021	3,009,142.03	367,966.24	5,693,487.34	46,560,010.62	0
2022	3,228,657.80	394,809.24	5,325,521.10	43,550,868.59	0
2023	3,156,105.42	385,937.33	4,930,711.86	40,322,210.79	0
2024	3,084,536.04	377,185.63	4,544,774.53	37,166,105.37	0
2025	3,009,224.37	367,976.31	4,167,588.90	34,081,569.33	0
2026	3,014,844.31	368,663.53	3,799,612.59	31,072,344.96	0
2027	3,034,261.18	371,037.88	3,430,949.06	28,057,500.65	0
2028	2,997,115.84	366,495.64	3,059,911.18	25,023,239.47	0
2029	2,555,660.94	312,513.31	2,693,415.54	22,026,123.63	0
2030	2,355,506.38	288,037.86	2,380,902.22	19,470,462.68	0
2031	1,961,390.37	239,844.26	2,092,864.36	17,114,956.31	0
2032	1,629,386.61	199,245.92	1,853,020.11	15,153,565.93	0
2033	1,388,701.94	169,814.33	1,653,774.19	13,524,179.33	0
2034	1,179,909.64	144,282.63	1,483,959.86	12,135,477.38	0
2035	1,080,645.12	132,144.28	1,339,677.23	10,955,567.74	0
2036	1,335,998.39	163,369.59	1,207,532.95	9,874,922.63	0
2037	1,199,088.91	146,627.92	1,044,163.36	8,538,924.24	0
2038	984,148.94	120,344.46	897,535.44	7,339,835.33	0
2039	860,593.40	105,235.75	777,190.97	6,355,686.39	0
2040	839,022.79	102,598.04	671,955.22	5,495,092.99	0
2041	264,580.72	32,353.66	569,357.19	4,656,070.20	0

Tabla 14. Distribución de aportaciones al fideicomiso de Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por Strata CPB)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the letters "RC" and "777".

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 16 a Tabla 20 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Características	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TRP = (TRP_{real} - TRP_{plan} / TRP_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo

Tabla 16. Indicadores de desempeño en tiempo de reparación de pozos. (Fuente: Comisión)

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones mayores
Metas o parámetros de medición	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
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = (\text{pozos reparación exitosos} / \text{total de pozos reparación}) * 100$	$DRMA = (RMA_{real} - RMA_{plan} / RMA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Tabla 17. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones (Fuente: Comisión)

Característica	Producción
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = (PA_{real} - PA_{plan} / PA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Mensual

Tabla 18. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO\ real - GO\ plan}{GO\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR\ real - DR\ plan}{DR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{FR\ real - FR\ plan}{FR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN\ real - CN\ plan}{CN\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 19. Indicadores Trimestrales, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 20. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

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 7 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el 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 21.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	7		
Terminación	7		
RMA	28		
RME	58		

Tabla 21. 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 22.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo		22,296,390		
I	Perforación de pozos	13,781,740		
II	Pruebas de Producción	87,150		
III	Ingeniería de Yacimiento	1,250,000		
IV	Intervención de pozos	6,226,500		
V	Construcción de instalaciones	951,000		
Producción		23,165,213.75		
VI	General	12,440,037.75		
VII	Pruebas de Producción	2,236,200		
VIII	Intervención de pozos	3,191,213.09		
IX	Operación de instalaciones de producción	3,684,098.68		
X	Ductos	771,504.25		
XI	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	842,159.99		
Abandono		2,468,855.89		
ix.	Desmantelamiento de instalaciones	2,468,855.89		
Costos totales		47,930,459.64		

Tabla 22. 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 gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 23.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de gas programada (mmpcd)	3.2	3.9	4.7	5.1	5	4.9	4.7	4.7	4.8	4.7	4	3.7	3.1
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													
Producción de condensado programada (mbls)	24	30	38	42	42	42	41	42	42	42	36	33	28
Producción de condensado real (mbls)													
Porcentaje de desviación													

Fluido	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Volumen acumulado (2019-2041)
Producción de gas programada (mmpcd)	2.6	2.2	1.9	1.7	2.1	1.9	1.5	1.4	1.3	1.2	26.8 mmpcd
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de condensado programada (mbls)	23	20	17	15	19	17	14	12	12	11	231 mbls
Producción de condensado real (mbls)											

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015, 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 oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1207/2018, de fecha 23 de octubre de 2018, la Agencia señala que por oficio número ASEA/UGI/DGGEERC/0243/2017, de 24 de marzo de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos número ASEA-SAC16003C/A10317, misma que contempla las actividades del "Plan de Desarrollo", a realizarse en el periodo 2017-2019.

La Agencia informa que dicho Plan en dicho plan no se contempla la perforación de pozos, tampoco la ejecución de ninguna infraestructura de gasoductos, líneas de descarga, equipos estáticos y dinámicos adicionales a las estaciones de recolección de gas, esto de acuerdo con las condiciones actuales al pronóstico de producción propuesto.

Que las actividades que involucran al área de infraestructura que se tienen contempladas en este plan de desarrollo son las siguientes:

1. Mantenimiento a las instalaciones que asocian a la operación de los equipos de separación, almacenamiento, desfogue y líquidos y el mantenimiento del sistema de medición (SM) de gas.
2. Que, en este plan de desarrollo, no se tiene previsto el abandono de instalaciones dentro del proyecto.

Por lo anteriormente expuesto, la Agencia da a conocer que, para efectos de que las actividades planteadas por el Regulado para la Modificación al Plan de Desarrollo correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A5/2015, puedan encontrarse amparadas, en la Autorización No. ASEA-SAC16003C/A10317 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGOI/0243/2017, de fecha 24 de marzo de 2017, el Regulado debe realizar ante la Agencia lo siguiente:

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

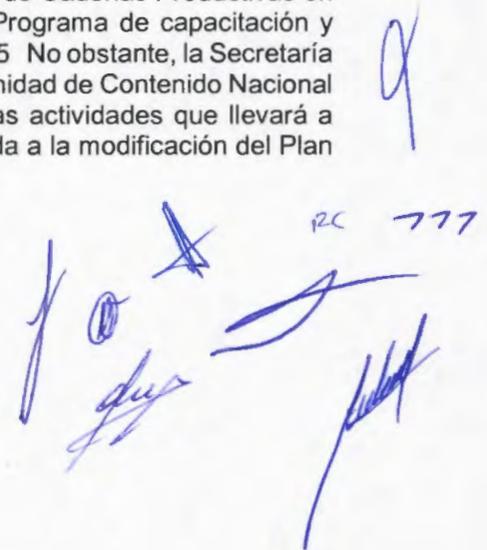
Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'RC' and '777'.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y transferencia de tecnología.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del contrato CNH-R01-L03-A5/2015 sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación a la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante UCN.430.2018.437 recibido el 30 de noviembre de 2018 en esta Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Contrato para el periodo de tiempo 2019-2041, en consecuencia, emite opinión favorable respecto al programa referido y presentado por Strata CPB.

Adicionalmente, mediante UCN.430.2018.311 recibido el 27 de agosto de 2018 en esta Comisión, suscrito de igual manera por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, emitió opinión favorable con relación al Programa de capacitación y transferencia de tecnología presentado para el Contrato CNH-R01-L03-A5/2015. No obstante, la Secretaría de Economía manifestó que el Contratista deberá informar a esta Unidad (la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético) las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a la modificación del Plan de Desarrollo de referencia".



Handwritten signatures and initials in blue ink, including the letters "RC" and the number "777".

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al 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 y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII, 25, 41 y el Anexo II de los Lineamientos. 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 5.4 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 del Contrato.
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20 excepto fracción VIII ya que no aplica, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0110/2018 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO ÁREA CONTRACTUAL-05 CAMPO CARRETAS 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, 5.3:

- i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
- ii. Incluye la totalidad de la información requerida en el Anexo 9 del Contrato;
- iii. 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, Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión.
- iv. Respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, se advierte que no es técnicamente viable su presentación, ya que el Área Contractual produce Gas Natural No Asociado.
- v. Cuenta con los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

- b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.2 11.3 y 11.8 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso i) del presente Dictamen.

- c) En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, 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.

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

El Plan establece la toma de información en los pozos propuestos a perforar, lo que coadyuvará a caracterizar y conocer mejor los intervalos de interés petrolero. Entre la información a adquirir, se encuentran registros geofísicos, registro de presión de fondo cerrado y fluyente, y pruebas de presión producción.

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

Con el cálculo del volumen original y del volumen a recuperar, se pretende incrementar el factor de recuperación de gas de 50 % a 81 %. Con relación al condensado, el volumen esperado a recuperar es de 231 mb.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

Con el Plan de Desarrollo modificado se pretende recuperar un volumen de gas de 26.8 mmmpc de los 27.95 mmmpc de las reservas 3P estimadas por el Contratista. Con relación al condensado, el volumen esperado a recuperar es de 231 mb.

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

La adquisición de información, los resultados del estudio petrofísico y de la interpretación sísmica, así como construcción/actualización de los modelos estático y dinámico, aportarán datos valiosos para una mejor caracterización de las formaciones de interés petrolero. Las perforaciones y las reparaciones se consideran técnicamente viables para continuar con el Plan de extracción en el Área Contractual en beneficio del País.

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 las tecnologías a utilizar durante la perforación de pozos, y para realizar la reparaciones mayores y menores, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo del Área Contractual y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) Aprovechamiento del Gas Natural

Dado que el Área Contractual 5 Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 es productora de gas húmedo (gas no asociado), no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas producido.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por Strata CPB, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 5 Campo Carretas en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, el Contratista prevé 2 etapas para la medición de los Hidrocarburos, la primera es continuar con la medición como actualmente se tiene aprobada en tanto se realizan actividades de acondicionamiento en la infraestructura como lo es adecuación de tanques de almacenamiento, sistemas de disposición de agua, tendido de líneas de descarga para siete nuevos pozos, así como la instalación de una planta deshidratadora para el procesamiento del Gas en cada una de las Estaciones de Recolección, con la finalidad de dar cumplimiento a los requerimientos de calidad del artículo 28 de los LTMMH, lo cual se realizará durante el año 2019. En cuanto a la segunda etapa y una vez concluidas las actualizaciones y mejoras a las instalaciones



anteriormente mencionadas, y en conjunto con los instrumentos de medida, procedimientos y personal involucrado en la medición propuesta para esta etapa, se conformará la implementación de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual, Figura 16.

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 Contratista, 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 la modificación del Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- c) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para la modificación al Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- 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, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 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.
 - 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 Operador.
 - 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 250.715/2018 de fecha 12 de noviembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-161 con fecha del 20 de noviembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Operador Strata C.P.B., S.A.P.I. de C.V., "*...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Contratista; (i) permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y (ii) en relación con lo anterior, y toda vez que el Contratista prevé dos etapas dentro del plan de desarrollo propuesto, una denominada Etapa de medición actual y otra denominada etapa futura respecto de los cuales presentó una propuesta de punto de medición, me permito realizar algunas consideraciones...*", resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

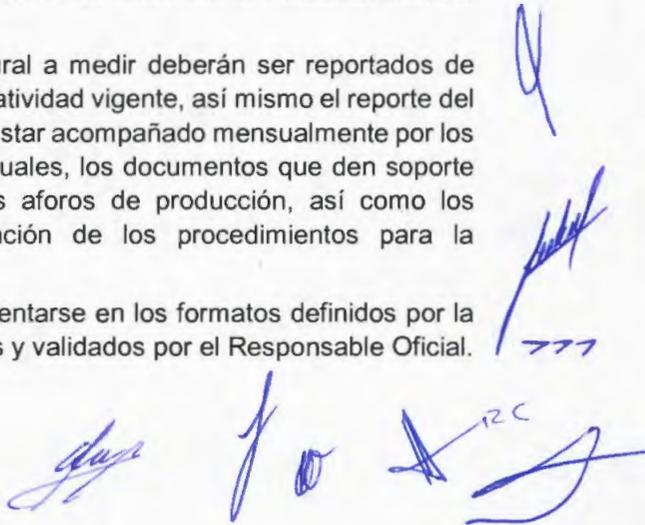


d) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- a. 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 Referencia, la misma se encuentra definida en la Figura 16 del presente dictamen.
- b. Se determina que deberá dar 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.
- c. 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 41, fracción XI de los LTMMH.
- d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo Carretas en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Operador deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
- e. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.
- f. Respecto de los Sistemas de Medición propuestos por el Contratista, su instalación operación mantenimiento y calibración serán de conformidad con la cláusula 11.3 del Contrato.

a. Obligaciones:

1. El Contratista 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 - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente, así mismo el reporte del volumen y calidad del condensado producido 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 los procedimientos para la determinación del volumen producido.
5. La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.



6. El Contratista 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.
7. 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.
8. 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.
9. El Contratista, 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.
10. El Contratista 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.

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.

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 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.

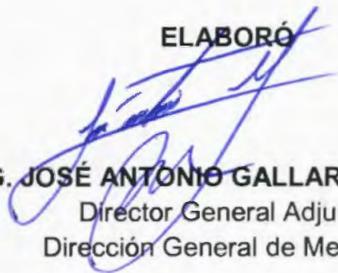
Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación 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.

ELABORÓ



ING. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO
 Director General Adjunto
 Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



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

ELABORÓ



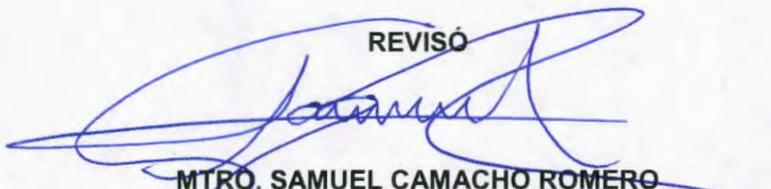
LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
 Directora General Adjunta
 Dirección General de Estadística y Evaluación
 Económica

ELABORÓ



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



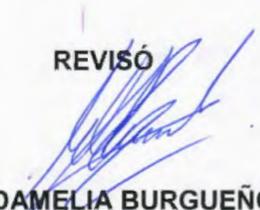
REVISÓ

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

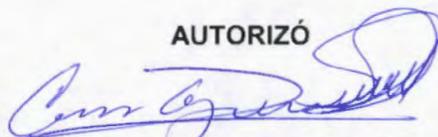
REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

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

AUTORIZÓ

ING. CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ
Director General de Reservas y Recuperación Avanzada
En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de Extracción con fundamento en el artículo 49 primer párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 Área Contractual Carretas.

