



**Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos  
Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados**

**Pemex Exploración y Producción**

**Octubre 2019**



*A. M.*  
*guy*



Comisión Nacional de Hidrocarburos

777

*[Handwritten signature]*

## CONTENIDO

I.	<b>DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO</b> .....	<b>3</b>
II.	<b>CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b> .....	<b>4</b>
III.	<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b> .....	<b>5</b>
IV.	<b>ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN</b> .....	<b>7</b>
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN .....	7
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN .....	8
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	9
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....	11
E)	POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR .....	15
F)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	17
G)	COMPARATIVO DEL CAMPO LOS SOLDADOS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL .....	22
H)	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	25
I)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	30
J)	COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	44
K)	PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	45
V.	<b>MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN</b> .....	<b>50</b>
VI.	<b>SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS</b> .....	<b>54</b>
VII.	<b>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL</b> .....	<b>55</b>
VIII.	<b>RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO</b> .....	<b>56</b>
A)	<i>ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i> .....	56
B)	<i>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</i> .....	56
C)	<i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS</i> .....	56
D)	<i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i> .....	56
E)	<i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL</i> .....	57
F)	<i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</i> .....	57
IX.	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>61</b>
X.	<b>OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TERMINO Y CONDICIÓN CUARTO DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN</b> .....	<b>62</b>

## I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Plan de Desarrollo) en la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	
<b>Nombre</b>	A-0195-M- Campo Los Soldados
<b>Estado y municipio</b>	Las Choapas, Veracruz
<b>Área de Asignación</b>	69.9 km <sup>2</sup>
<b>Fecha de emisión</b>	13 de agosto de 2014
<b>Vigencia</b>	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
<b>Tipo de Asignación</b>	Extracción de hidrocarburos
<b>Profundidad para extracción</b>	Mioceno (E) y Plioceno (C) (2,285 y 1,905 mv)
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Terciario
<b>Colindancias</b>	Al noreste con la Asignación A-0047-M Campo Blasillo.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación (fuente: PEP)

La Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados cubre un área de 69.9 km<sup>2</sup> y se localiza a 16 km al noreste del Municipio de Las Choapas en el estado de Veracruz. Geológicamente el yacimiento contenido dentro de la Asignación se encuentra en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste específicamente en la denominada Cuenca Salina del Istmo siendo una de las mini cuencas formadas por evacuación de sal. Figura 1.



Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.  
(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

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

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94° 04' 30"	17° 57' 00"	10	94° 07' 00"	18° 00' 30"
2	94° 05' 00"	17° 57' 00"	11	94° 07' 00"	17° 59' 30"
3	94° 05' 00"	17° 56' 30"	12	94° 06' 30"	17° 59' 30"
4	94° 05' 30"	17° 56' 30"	13	94° 06' 30"	18° 00' 00"
5	94° 05' 30"	17° 56' 00"	14	94° 06' 00"	18° 00' 00"
6	94° 09' 30"	17° 56' 00"	15	94° 06' 00"	18° 00' 30"
7	94° 09' 30"	17° 59' 30"	16	94° 04' 30"	18° 00' 30"
8	94° 10' 00"	17° 59' 30"	17	94° 04' 30"	17° 57' 00"
9	94° 10' 00"	18° 00' 30"			

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: Comisión con información de PEP).

## II. 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 PEP, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), 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 porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/44/2019 Dictamen Modificación Plan de Desarrollo A-0195-M Campo Los Soldados, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

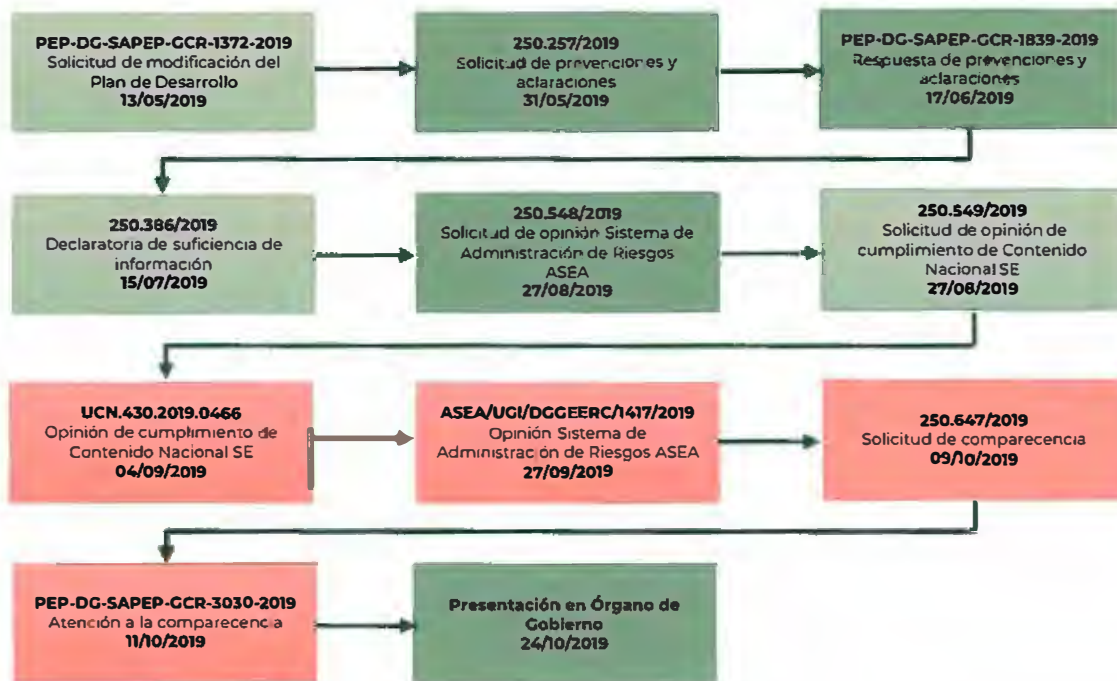


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.  
(Fuente: Comisión)

### III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y cumplieran con 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, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en 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), publicados en el DOF el 13 de noviembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 21 de abril de 2016 y el 22 de diciembre de 2017, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo.

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el Transitorio Séptimo de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de

Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, a la modificación del Plan de Desarrollo se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, fracción II, 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a) y b), 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentada con fundamento en lo establecido en el artículo 40 de los Lineamientos y las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas;
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos;
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta;
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta;
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan, y
- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.

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

### a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

La Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados presenta dos yacimientos en Terciario, Mioceno Superior y Plioceno Inferior y que son areniscas en las formaciones Encanto y Concepción respectivamente, y consisten en arenas de cuarzo de grano fino a grueso.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos y yacimientos de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	Yacimiento Encanto
Área (km <sup>2</sup> )	69.9
Año de descubrimiento	1953
Fecha de inicio de explotación	1953
Profundidad promedio (mv)	2,300
Elevación (m)	6
Pozos	Yacimiento Encanto
Número y tipo de pozos perforados en la Asignación	165 (verticales, direccionales "J" y "S")
Número y tipo de pozos perforados en Los Soldados	145 (verticales, direccionales "J" y "S")
Estado actual de pozos (productores)	20
Cerrados: Total	59
• Con posibilidades de explotación	2
• Sin posibilidades de explotación	57
Taponados	66
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Neumático
Marco Geológico	Yacimiento Encanto
Era, período y época	Cenozoico/ Neógeno/ Mioceno, Plioceno y Paleoceno
Cuenca	Salina del Istmo
Play	Cinco Presidentes
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Abanicos Submarinos
Litología almacén	Areniscas
Propiedades Petrofísicas	Yacimiento Encanto
Mineralogía	Arcilla, Qz, Plagioclasa, Halita
Saturación de agua inicial (%)	20-30
Porosidad (%) y tipo	19% Intergranular
Permeabilidad absoluta (mD)	50-200
Espesor neto y bruto promedio (m)	10-30 / 6-65
Relación neto/bruto	0.45
Propiedades de los Fluidos	Yacimiento Encanto
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad aceite (°API) @ c.s.	29
Viscosidad (cP) @ c.y.	0.5193
Relación Gas - Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) inicial y actual	165-458
Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) inicial y actual	1.491 / 1.381

Calidad y contenido de azufre (%mol)	--
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	260.1
BOE (Factor de conversión a bpce)	4.25
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,232.82
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
Temperatura (°C)	90
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	276
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	116
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión Roca-Fluidos / Hidráulico
<b>Extracción</b>	
Métodos de recuperación secundaria	En estudio
Métodos de recuperación mejorada	En estudio
Gastos actuales (Mbd) / (MMpcd)	1.96 / 4.87
Gasto máximo yacimiento (Mbd/MMpcd) / Fecha observación	5.83 (Oct-1969) / 20.62 (Sep-2015)
Corte de agua (%)	24

Tabla 3. Características generales de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados  
(Fuente: PEP)

## b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El título de Asignación A-0195-Campo Los Soldados, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 29 de abril de 2016, se modificó y notificó a PEMEX el cambio en el título de Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, ajustando el área y la actividad física para realizar actividades de extracción de hidrocarburos, incluyendo el desarrollo de las actividades contenidas en el Plan de Desarrollo documentado por PEMEX en términos de las disposiciones contenidas en el Artículo Sexto Transitorio del DECRETO; estableciendo dentro del título de Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados el compromiso mínimo de trabajo para el área asignada.

Es necesario mencionar que PEP observa potencial de recuperación de hidrocarburos, más allá del límite de la vigencia de la Asignación (año 2034), siendo su objetivo, la recuperación de la totalidad de la reserva 3P al año 2048, que corresponde a la fecha del límite económico.

PEP señala que durante el periodo agosto de 2015-2018, se perforaron y terminaron 9 pozos, cumpliendo al 100 % con las metas comprometidas en actividad de perforación de pozos.

Derivado del avance en las operaciones, estudios de yacimiento, así como los resultados obtenidos de producción del yacimiento en explotación, y con el objetivo de maximizar el valor económico de la Asignación adecuando a las condiciones vigentes de mercado y presupuestales, PEP presenta un cambio de estrategia de explotación, la cual a la vigencia de la Asignación (2034), contempla la perforación y terminación de 3 pozos, 45 reparaciones mayores (RMA), 75 reparaciones menores (RME), 69 taponamientos, sin construcción ni tendido de ductos adicionales, con los cuales se explotaría el yacimiento Encanto, actualmente en producción.

En el periodo posterior a la vigencia de la Asignación (2034-2048), el Asignatario vislumbra realizar 3 RMA, 3 RME, 13 taponamientos y demás actividades de abandono.



Con base en el artículo 40 fracción II incisos a) y h) de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación A-0195-M Campo Los Soldados se modifica debido a:

- a) Existan modificaciones en el alcance del Plan, cuando el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos, presenta un cambio en su estrategia de extracción.
- b) Exista variación del monto de inversión.

Por lo anterior PEP propone una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera una inversión de 99.77 millones de dólares (MMUSD) y un gasto de operación de 78.47 millones de dólares (MMUSD), el cual permitirá recuperar para el período 2019-2048 un volumen de 8.17 millones de barriles (MMb) de aceite y 29.68 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas asociado y, que en petróleo crudo equivalente representan 12.96 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

### c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 diciembre del año 2018 de 43.95 MMb de aceite y 115.86 MMMpc de gas natural; la producción promedio en 2018 fue de 2.17 Mbd de aceite y 5.23 MMpcd de gas.

En la Tabla 4 se observa que desde el año 2015 a la fecha, los volúmenes originales de aceite y gas no han sufrido cambio alguno y que actualmente todas las reservas de la Asignación son probadas siendo 8.17 MMb para el aceite y 29.69 MMMpc para el gas.

Año	Volumen original		Categoría de reservas 1P, 2P o 3P	Factor de recuperación Final		Reservas			Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc		Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc
2019	133.24	277.43	1P	39.12	52.46	8.17	29.69	12.96	43.95	115.86
	133.24	277.43	2P	39.12	52.46	8.17	29.69	12.96		
	133.24	277.43	3P	39.12	52.46	8.17	29.69	12.96		
2015	133.24	277.43	1P	34.59	43.63	6.90	21.19	11.73	39.19	99.86
	133.24	277.43	2P	35.87	44.44	8.60	23.42	13.93		
	133.24	277.43	3P	35.87	44.45	8.60	23.47	13.94		

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2015 y al 01 de enero de 2019.  
(Fuente: Comisión)

En las Figuras 3 y 4, se muestra la evolución de las Reservas de aceite y gas para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados en el periodo 2015-2019. En el periodo 2015-2017 se observa un incremento en las reservas totales derivado de la perforación de pozos y del comportamiento de producción de éstos. Sin embargo, para el periodo 2017-2019 se ajustó el volumen de reservas debido a la declinación de producción de los pozos, provocando una disminución.

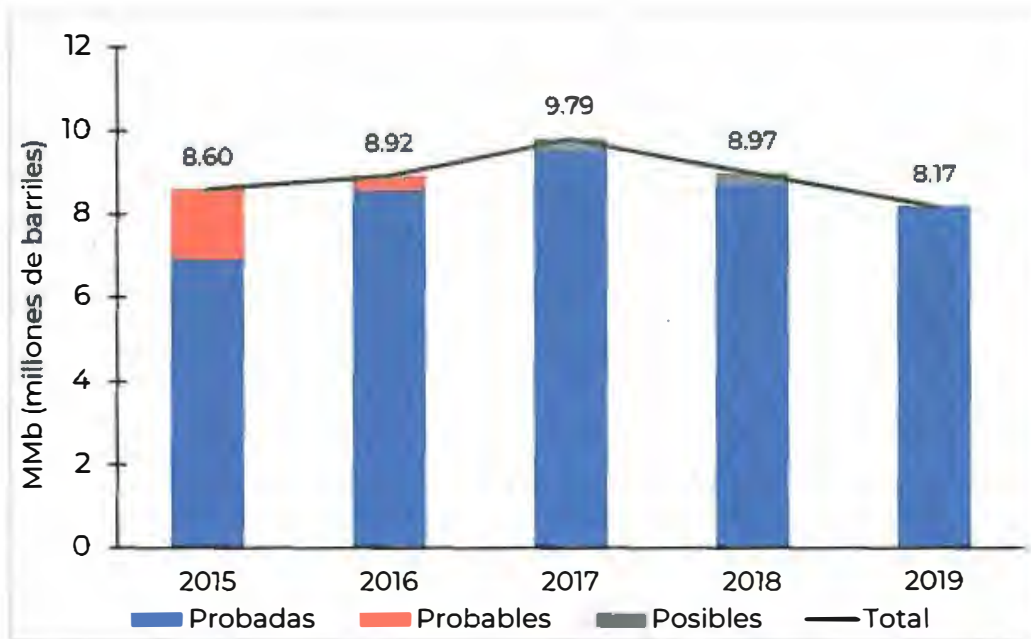


Figura 3. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

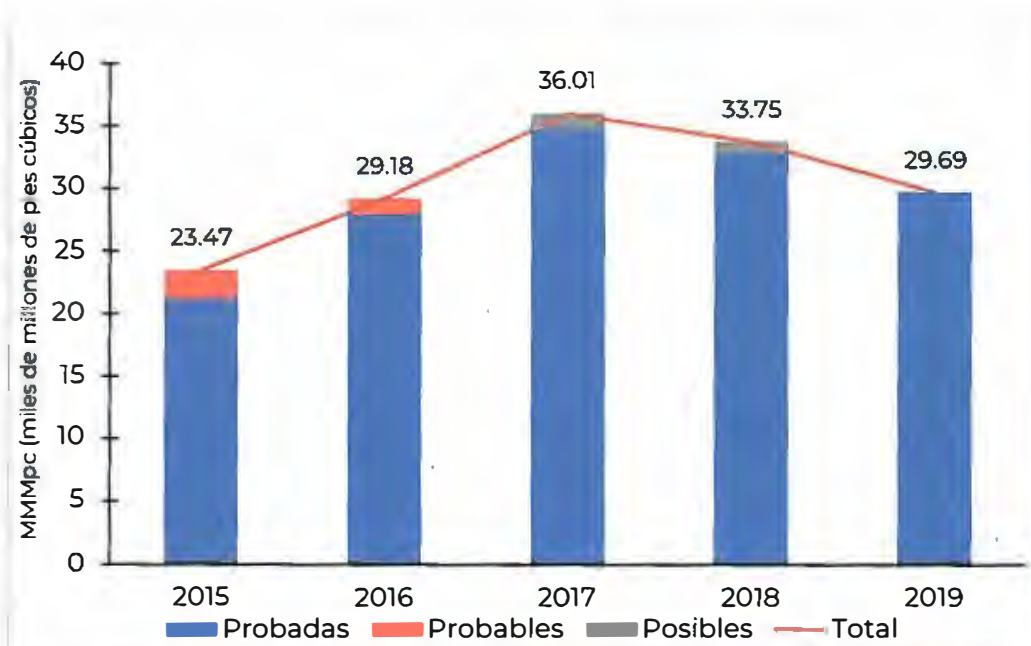


Figura 4. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Para este campo, se identifica el decremento de las reservas probables y posibles, y un incremento tanto para el aceite como para el gas en las reservas probadas a desarrollar en los últimos años, respecto a lo que se tenía considerado para el Plan vigente.

En relación a la variación de las reservas de la modificación al Plan, respecto a lo que se tiene documentado para el Plan Vigente, PEP establece que es debido al avance que se

ha tenido en las operaciones del campo y al resultado de los estudios realizados que les ha permitido tener un mayor conocimiento tanto del yacimiento en explotación como del yacimiento a explotar. Lo cual ha derivado en mantener los volúmenes originales de aceite y gas desde el año 2015 a la fecha y la disminución en las reservas totales derivado de la extracción de las mismas a lo largo de los últimos años.

Adicionalmente, cabe señalar que el volumen de hidrocarburos a recuperar en la modificación al Plan propuesto representa la totalidad de las reservas de aceite y gas certificadas al 1 de enero de 2019. Lo anterior para el horizonte 2019 – 2048, éste último es el que definió como límite económico.

Así mismo las estimaciones de reservas documentadas en la modificación al Plan han sido certificadas de acuerdo con procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación correspondiente, conforme a lo establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación.

#### **d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo**

El Plan de Desarrollo vigente contempla la perforación y terminación de 9 pozos de desarrollo, 74 RMA y 146 RME con una inversión de 47.68 MMUSD para el período de 2015-2030, y un volumen de producción a recuperar de 8.60 MMB de aceite y 27.54 MMMpc de gas para el mismo período.

La nueva propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción considera la siguiente actividad dentro de la vigencia de la Asignación (año 2034):  
3 perforaciones y 3 terminaciones de pozos, 45 RMA, 75 RME (incluye estimulaciones, limpiezas e instalación de sistema artificial de producción de bombeo neumático (BN)), sin construcción de ductos y el taponamiento de 69 pozos, con una inversión total en el periodo de 94.63 MMUSD y un gasto de operación de 69.83 MMUSD. Los volúmenes estimados a recuperar a la vigencia de la Asignación son 7.40 MMB de aceite y 25.64 MMMpc de gas.

Aunado a la actividad programada más allá de la vigencia de la Asignación (2035-2048) se consideran realizar 3 RMA, 3 RME, 13 taponamientos de pozos y actividades de abandono, con una inversión para el periodo 2035-2048 de 5.17 MMUSD y un gasto de operación de 8.63 MMUSD. El volumen adicional estimados a recuperar de la vigencia de la Asignación (2034) al límite económico del campo (2048) son 0.77 MMB de aceite y 4.05 MMMpc de gas.

En total, al límite económico de la Asignación, (2048), se estima ejercer una inversión total de 99.77 MMUSD y un gasto de operación de 78.46 MMUSD, que permitirán recuperar un volumen de 8.17 MMB de aceite y 29.69 MMMpc de gas, mediante la realización de 3 perforaciones y terminaciones de pozos, 48 RMA y 78 RME, además de 82 taponamientos.

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en el Plan vigente, la actividad física Real ejecutada por el Asignatario 2015-2018 y la actividad física propuesta en la presente solicitud de modificación al Plan de Desarrollo 2019-2034. El Plan propuesto refiere las Actividades petroleras relacionadas con la recuperación de las reservas totales en el horizonte de producción de la Asignación; es decir, que las

Actividades de Extracción están previstas al año 2040, siendo que las Actividades de abandono, culminarán en el año 2048 (límite económico).

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Plan Modificado	Plan Modificado
		2015-2034	2015-2018	2019-2034	2019-2048
<b>Perforaciones</b>	Número	9	9	3	3 <sup>(1)</sup>
<b>Terminaciones</b>		9	9	3	3 <sup>(1)</sup>
<b>Reparación mayor</b>		74	84	45	48
<b>Reparación menor</b>		146	17	45	78
<b>Ductos</b>		0	0	0	0
<b>Reservas probadas</b>	MMbpce	14.60 <sup>(2)</sup>	15.44 <sup>(3)</sup>	12.96 <sup>(4)</sup>	12.96 <sup>(4)</sup>
<b>Reservas probables</b>		2.20 <sup>(2)</sup>	0.00 <sup>(3)</sup>	0.0 <sup>(4)</sup>	0.0 <sup>(4)</sup>
<b>Reservas posibles</b>		0.90 <sup>(2)</sup>	0.49 <sup>(3)</sup>	0.0 <sup>(4)</sup>	0.0 <sup>(4)</sup>
<b>Volumen de aceite a extraer</b>	MMb	8.60	4.80	7.40	8.17
<b>Volumen de gas a extraer</b>	MMMpc	27.54	16.01	25.64	29.69
<b>Inversión</b>	MMUSD	47.68 <sup>(7)</sup>	56.80 <sup>(5)</sup>	94.63	99.80 <sup>(6)</sup>
<b>Gasto de Operación</b>		43.64 <sup>(7)</sup>	20.4 <sup>(5)</sup>	69.83	78.46

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. Esta actividad es adicional a la contemplada en el Plan vigente
2. Las reservas del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.
3. Las reservas reales corresponden a las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.
4. Las reservas del Plan Propuesto corresponden a las reservas certificadas al 1º de enero de 2019.
5. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador.
6. Este monto contempla las actividades de abandono que se ejecutarán posterior a la vigencia de la Asignación.
7. Valores del Plan vigente (Ronda Cero) traídos @ 2019. Factor 2019: 1.199238218 y Tipo de Cambio: 20.5 pesos/USD

Tabla 5. Comparativa de actividad física entre el Plan Vigente y el Plan Modificado de la Asignación.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En la Tabla 6 se presenta el desglose anual de la actividad física programada por el Asignatario en el Nuevo Plan para el periodo 2019-2034 y la actividad física propuesta en la presente solicitud de modificación al Plan de Desarrollo en el periodo 2035-2048 posterior a la vigencia de la Asignación.

Actividad	2019	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	2034	Subtotal
<b>Perforaciones</b>		1		1		1											3
<b>Terminaciones</b>		1		1		1											3

RMA	8	4	3	2	4	4	2	2	5	5	1	4	1				45
RME	21	15	3	3	7	5	3	2	6	4	2	4					75
Ductos																	0
Taponamientos	8	2	8	10	1	5	8	6	3	2	4	2		3	4	3	69
Abandonos						1											1
Actividad	2035	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	2048	Subtotal	Total	
Perforaciones															0	3	
Terminaciones															0	3	
RMA		2				1									3	48	
RME		2				1									3	78	
Ductos															0	0	
Taponamientos	2	2	2	1	2		1	1						2	13	82	
Abandonos											2	1	3	10	16	17	

Tabla 6. Desglose anual de actividad física programada en el Plan Modificado de la Asignación.

La comparación de avance para el periodo comprendido de 2015 a diciembre de 2018 para la actividad física e inversión y gastos de operación, entre lo real ejecutado por PEP y lo contemplado en el Plan vigente para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, se muestra en la Tabla 7.

Año	Qo (Mbd)		Qg (MMpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>2</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>2</sup>	Real <sup>2</sup>
2015	4.6	4.25	17.4	17.8	9	8	9	7	20	32	21	32	28.9	30.5	9.7	8.6
2016	4.1	4.06	13.5	14.0	0	0	0	1	6	29	21	29	3.1	10.6	7.9	5.6
2017	3.1	2.55	9.7	6.8	0	0	0	0	9	23	21	23	3.2	6.2	5.5	3.1
2018	3.1	2.17	9.2	5.2	0	1	0	1	15	0	21	0	3.0	9.5	5.3	3.2

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

1. Gas hidrocarburo (se restaron los componentes: H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> de las bases de producción proporcionada por la Dirección General de Medición).

2. Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/USD). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.199238218.

3. Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/USD). Los factores de inflación utilizados para la actualización son

2015 = 1.1598037

2016 = 1.1243856

2017 = 1.0883173

2018 = 1.0385968

Tabla 7. Comparación de avance entre el Plan vigente vs. real ejecutado, en la A-0195-M-Campo Los Soldados.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En las Figuras 5 y 6 se observan las gráficas comparativas de los perfiles de producción de aceite y gas del Plan de Desarrollo vigente, cifras reales a diciembre de 2018 y la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación.

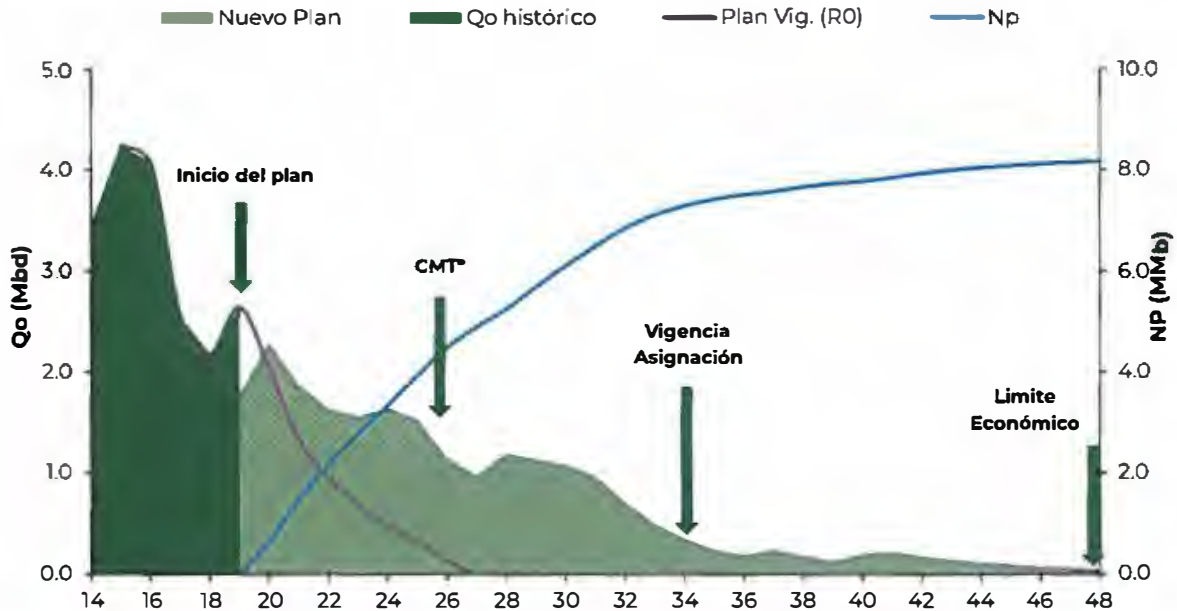


Figura 5. Pronósticos de producción de aceite asociados del Campo Los Soldados.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

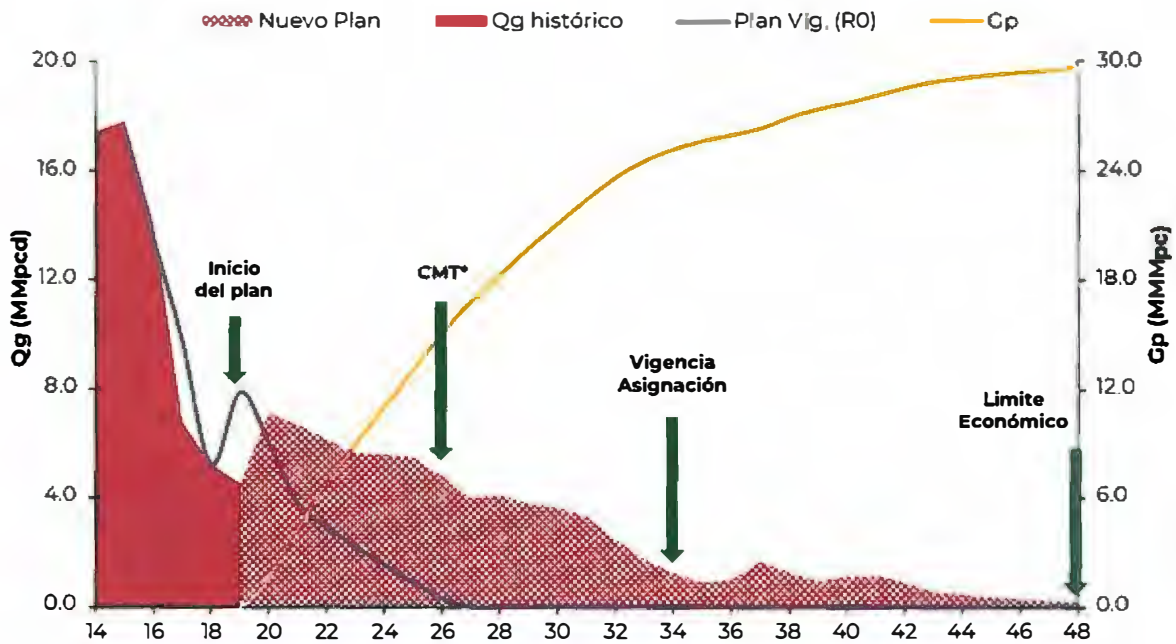


Figura 6. Pronósticos de producción de gas asociados del Campo Los Soldados.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En lo que se refiere a la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, se estima la recuperación de un volumen de 7.40 MMb de aceite y 25.64 MMMpc de gas hidrocarburo, para el periodo comprendido hasta la vigencia de la Asignación en 2034. Sin embargo, el Asignatario contempla recuperar un volumen

*Handwritten notes:*  
 2/4 M  
 A.

*Handwritten signature:*  
 [Signature]

adicional de 0.77 MMB de aceite y 4.05 MMMpc de gas al año 2048, lo que daría un total de 12.96 MMbpce que establece como su límite económico, 14 años después de la vigencia de la misma en agosto de 2034.

Sin perjuicio de lo anterior, el Asignatario deberá tomar en consideración que el límite económico del Plan propuesto se encuentra previsto hasta el año 2048, aunque la vigencia de la Asignación termina en el año 2034, por lo tanto, las actividades (a excepción del Abandono) que se realicen con posterioridad al plazo anteriormente señalado, quedarán sujetas a que PEP, cuente con derechos de Extracción que le permitan continuar con la misma al amparo de una Asignación o Contrato, conforme al artículo 5 de la Ley de Hidrocarburos.

### **e) Pozos perforados y pozos a perforar**

Dentro del polígono de la Asignación se tienen 165 pozos perforados, de los cuales diecisiete pertenecen al Campo El Plan, dos al Campo Tanayal y uno al Campo Panal, todos ellos actualmente taponados. Los 145 pozos restantes, pertenecen al campo Los Soldados y actualmente 20 son productores (2 fluyentes y 18 con BN), 2 están cerrados con posibilidades, 57 se encuentra cerrados sin posibilidades y 66 se encuentran taponados.

En la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación, se considera la continuidad de operación de los pozos actualmente productores, la reactivación de pozos mediante la realización de RMA's y la perforación de 3 pozos adicionales a los que se tenían contemplados en el Plan Vigente.

Los pozos a perforar corresponden a un solo Tipo de pozo contemplado por el Asignatario cuyo estado mecánico es mostrado en la Figura 7. Las trayectorias de estos pozos serán direccionales para explotar el yacimiento del Mioceno.

## LOS SOLDADOS TIPO

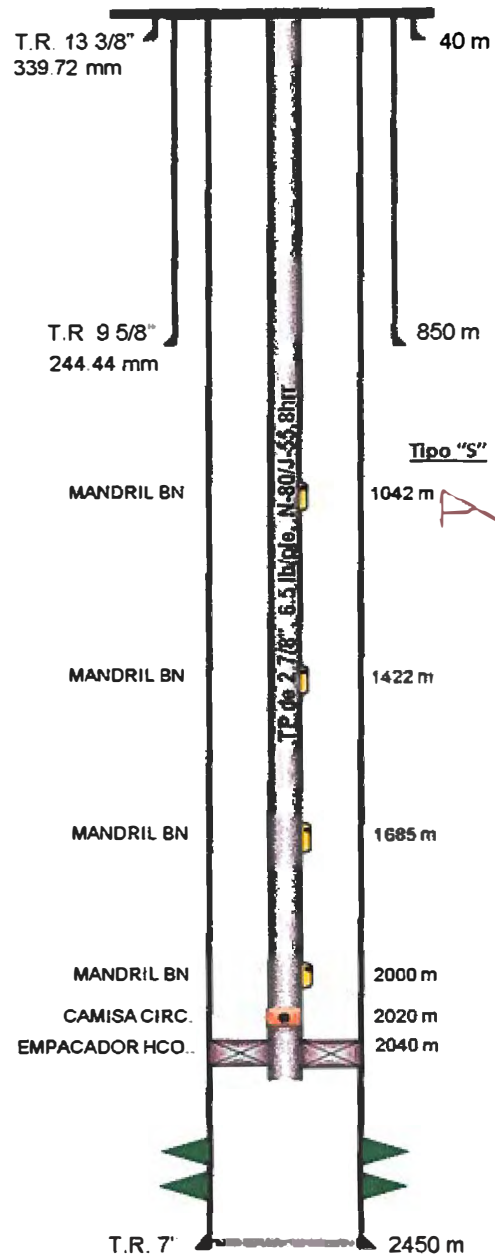


Figura 7. Estado Mecánico del Pozo Tipo I, Los Soldados (Mioceno).  
(Fuente: PEP)

Actualmente la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados tiene 20 pozos productores, 2 fluyendo por flujo natural y 18 que operan con sistema artificial de bombeo neumático (BN) en los yacimientos Mioceno/Plioceno. El Asignatario, tiene contemplado explotar este yacimiento con el mantenimiento y optimización de la producción base, la realización de 48 RMA's y 78 RME's, la perforación y terminación de 3 pozos direccionales tipo J, terminados en TR de 7" y TP de 2 7/8", acondicionados con mandriles de BN y camisa compatible para operar con BN o Bombeo Hidráulico Jet (BHJ).

*A. M.*

*[Firma]*

*[Firma]*



## f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

Actualmente la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados produce hidrocarburos de los yacimientos Mioceno/Plioceno. Tanto en el Plan vigente como en la propuesta de modificación se contemplan explotar los yacimientos Mioceno/Plioceno.

- Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, el Asignatario planteó 3 alternativas que se describen en la Tabla 8, las cuales están enfocadas a la recuperación de las reservas totales.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (Seleccionada)	Alternativa 3
<b>Metas Físicas (Número)</b>			
Terminación de pozos de desarrollo	0	3	0
Intervenciones mayores a pozos	20	48	46
Intervenciones menores a pozos	44	78	73
Ductos	0	0	0
<b>Producción</b>			
Aceite (MMb)	4.43	8.17	7.38
Gas (MMMpc)	14.10	29.68	27.46
<b>Gastos de operación (MMUSD)</b>	<b>40.61</b>	<b>78.47</b>	<b>71.51</b>
<b>Inversiones (MMUSD)</b>	<b>78.07</b>	<b>99.77</b>	<b>90.66</b>
<b>Indicadores económicos</b>			
VPN AI (MMUSD)	144.76	279.63	252.22
VPN DI (MMUSD)	9.51	50.44	44.97
VPI (MMUSD)	62.53	78.07	70.88
VPN/VPI AI	2.31	3.58	3.56
VPN/VPI DI	0.15	0.65	0.63

Tabla 8. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción  
(Fuente: PEP)

### Alternativa 1

Considera la producción base de 20 pozos productores y 20 reparaciones mayores, así como la optimización del SAP para el mantenimiento de la producción mediante 44 reparaciones menores las cuales consistirán en: estimulaciones, conversiones a bombeo neumático, optimizaciones y toma de información. Todo ello para recuperar unas

reservas de 4.43 MMb de aceite y 14.10 MMMpc de gas de las unidades de producción Mioceno con tipo de recuperación primaria.

### Alternativa 2 (Propuesta)

Se consideran las unidades de producción Mioceno con tipo de recuperación primaria, con desarrollo de pozos direccionales con disparos con pistolas de alta penetración, con SAP dependiendo el tipo de pozo, sin fractura y con instalaciones existentes con optimización. Considera la recuperación las reservas totales, que involucra la producción base y busca incorporar a producción incremental considerando la Perforación de 3 pozos (Los Soldados 457, 458 y 554), contempla 48 RMA que consisten en disparos y redisparos a las areniscas con mejor potencial, así como con equipo. Para el mantenimiento y optimización de la producción base se considera realizar estimulaciones a los pozos con problemas de depósitos orgánicos, la implementación de bombeo neumático asistido con motocompresor para incrementar la presión disponible de inyección y por otra parte la optimización de los pozos que ya cuentan con bombeo neumático optimizando el punto de inyección. En total considera 78 RME (incluyen toma de información). Todo ello para recuperar un volumen de 8.17 MMb de aceite y 29.69 MMMpc de gas.

### Alternativa 3

Considera la producción base de 20 pozos productores y le da mayor peso a las RMA con un total de 46, mismas que consisten en disparos y redisparos a las areniscas con mejor potencial, también contempla el mantenimiento de la producción base mediante 73 RME las cuales consistirán en: estimulaciones, conversiones a bombeo neumático, optimizaciones y toma de información. Todo ello para recuperar una reserva de 7.38 MMb de aceite y 27.46 MMMpc de gas de las unidades de producción Mioceno con tipo de recuperación primaria.

Derivado de la evaluación a las alternativas señaladas en la Tabla 7, el Asignatario manifiesta que la Alternativa 2 es la que ofrece un balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión ya que ofrece un VPN positivo aún después de impuestos y la mejor relación de VPN/VPI antes y después de impuestos.

Aunado a lo anterior, el Asignatario manifestó que actualmente cuenta con la infraestructura para la utilización del BN como sistema artificial de producción para la optimización de la producción en el campo.

Aunque, fue mencionado anteriormente, el Asignatario observa potencial para recuperar hidrocarburos más allá de la vigencia del título de Asignación con el objetivo de recuperar la totalidad de las reservas, para lo cual estima que el factor de recuperación final de aceite será de 39.12 % y 52.46 % para el gas, al límite económico de la asignación, que es en el año 2048.

La Tabla 9 muestra la información que el Asignatario pretende adquirir con el objetivo de actualizar los análisis y estudios de yacimientos, lo anterior, le permitirá disminuir los



Handwritten blue notes and signatures on the right side of the page, including a large signature and the number '777'.

riesgos asociados a la actividad e incrementar la certidumbre en la extracción de hidrocarburos.

Tipo de información	Descripción
Registros convencionales	Arreglo Inductivo con Rayos Gamma (AIT-GR), Neutrón Compensado-Litodensidad con Rayos Gamma (CNL-LDL), Desviación y calibración (DR-CAL) orientado, LWD (Resistividad-Rayos Gamma), Registro de Saturación de Fluidos (RST-Sigma), Sónico de Cementación (CBL-VDL-CCL), Giroscópico, Registro de Presión de Fondo Fluyendo (RPF), Registro de Presión de Fondo Cerrado (RPFC) y Registro PLT.
Registros especiales	Registro Sónico Dipolar
Prueba de Presión Producción	Pruebas de incremento de presión, pruebas de decremento de presión, pruebas de interferencia y <i>límite de yacimiento</i> .
Estudio de Caracterización	Actualización del modelo estático, para la generación de oportunidades de desarrollo.

Tabla 9. Toma de información requerida para el desarrollo del campo Los Soldados.  
(Fuente: PEP)

Adicionalmente a la toma de información, el Asignatario pretende realizar un estudio de actualización del modelo geológico a nivel del yacimiento Mioceno Superior, con la finalidad de mejorar la propagación de propiedades petrofísicas para la predicción e identificación de zonas con mejores propiedades en términos de la calidad como roca almacén. Adicionalmente, se planea ajustar el comportamiento dinámico del campo, integrando la mayor información disponible de los yacimientos.

- Actividades físicas y volúmenes de hidrocarburos a recuperar (a la vigencia de la Asignación)

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, considera en el periodo 2019-2034, 3 perforaciones de pozos y 3 terminaciones, 45 RMA, 75 RME y 69 taponamientos. Se estima recuperar un volumen de 7.40 MMb de aceite y 25.64 MMMpc de gas que en petróleo crudo equivalente corresponde a 11.53 MMbpce, con una inversión de 94.63 MMUSD y un gasto de operación de 69.83 MMUSD para la Asignación, sin embargo, el no realizar la totalidad de las actividades de extracción proyectadas al límite económico, no será posible desarrollar las reservas 3P certificadas al 1 de enero de 2019.

El Asignatario observa potencial para recuperar hidrocarburos más allá de la vigencia del Título de Asignación, es decir, hasta el año 2048, el cual es el límite económico. Con la finalidad de recuperar las reservas 3P, PEP pronostica una inversión total de 99.77 MMUSD y un gasto de operación total de 78.47 MMUSD, en el periodo 2019-2048, asociado a 8.17 MMb de aceite y 29.69 MMMpc de gas, lo que en petróleo crudo equivalente representa 12.96 MMbpce.

En la Figura 8 y 9 se muestran la ubicación de los pozos actuales y de los pozos propuestos para perforación.

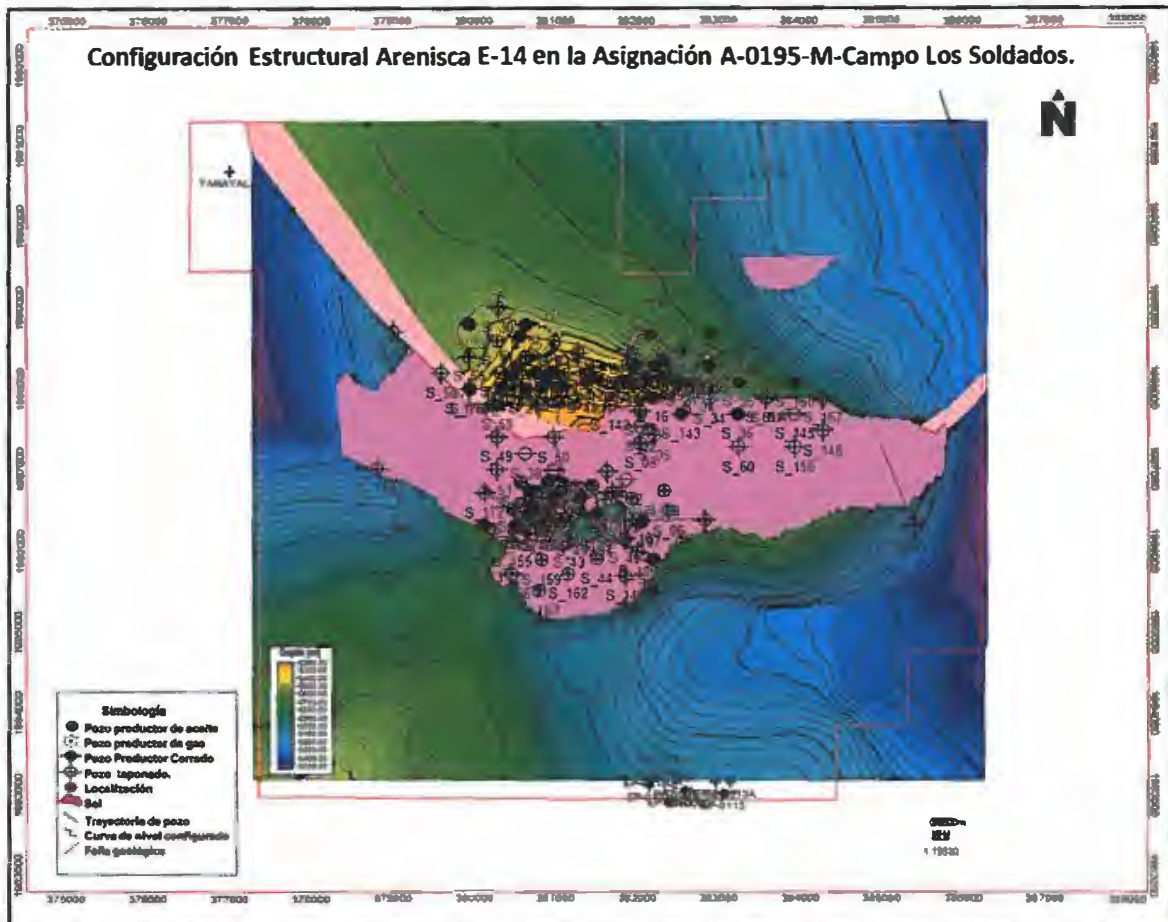


Figura 8. Mapa estructural con la ubicación de los pozos en el yacimiento Mioceno Superior de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.  
(Fuente: PEP)

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

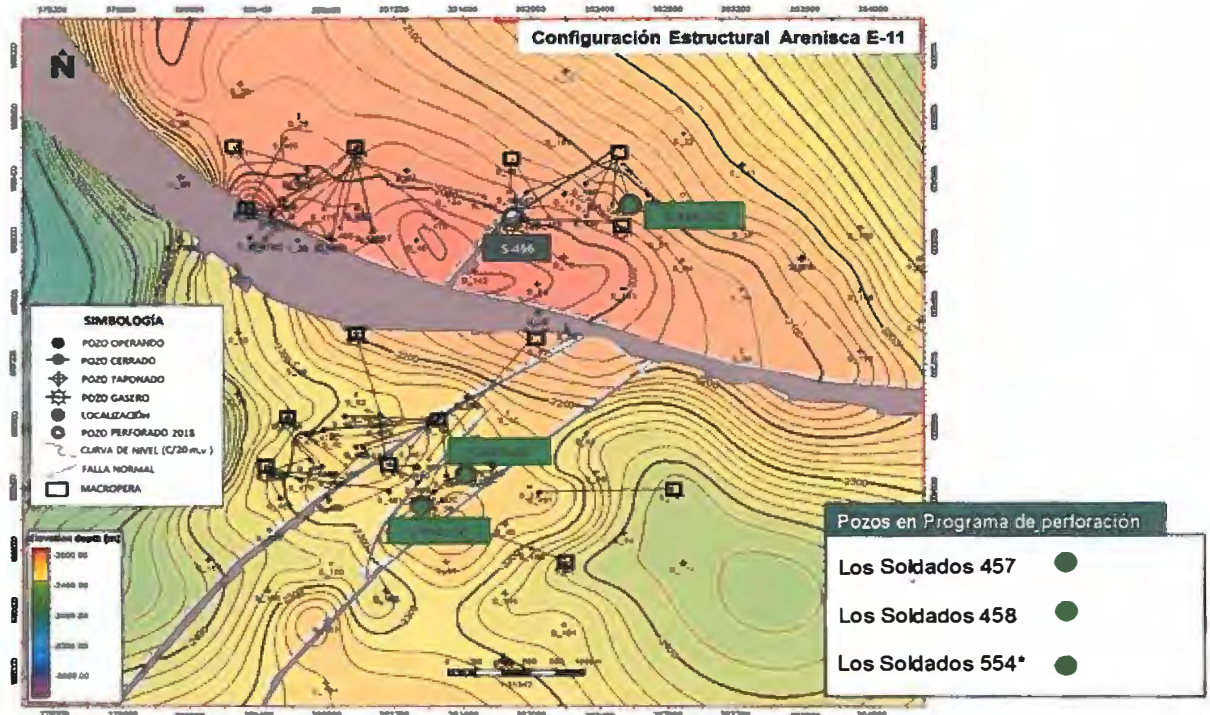


Figura 9. Mapa estructural con la ubicación de los pozos en el yacimiento Mioceno Superior de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados (Fuente: PEP)

- Esquema de explotación propuesto

Derivado del análisis realizado a la estrategia presentada en la propuesta de modificación al Plan, se observa que esta tiene consistencia con la presentada en el Plan Vigente (respecto a los yacimientos a explotar). En esta propuesta el Asignatario considera la explotación del yacimiento Mioceno Superior.

### Yacimiento Mioceno Superior.

A la fecha este yacimiento ha sido explotado y en el Plan Propuesto se considera continuar su explotación, utilizando tecnologías enfocadas a la optimización de la producción, minimizando costos por intervenciones futuras, tal es el caso de la perforación de pozos, reparaciones mayores, menores y conversiones a sistema artificial, contemplando principalmente la aplicación del Bombeo Neumático, incrementando el factor de recuperación del campo, tratando de mantener una plataforma de producción.

Con los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica el Asignatario manifiesta que se cuenta con un estudio integrado de yacimientos realizado en el año de 2013, por lo que se hace necesaria su actualización. De este estudio se elaboró el estudio geológico y evaluación de ingeniería de yacimientos del campo mediante el cual se obtuvieron localizaciones en las zonas donde existen hidrocarburos del campo. Así mismo, se estimó el volumen original y de las reservas, reduciendo el riesgo asociado a la geometría y distribución de los yacimientos e integrando un modelo Geo-celular tridimensional que permitió visualizar a diferentes escalas la potencialidad de los yacimientos existentes, en

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

términos de continuidad litológica, petrofísica (porosidad y permeabilidad), distribución de fluidos, mediante un análisis y evaluación de la complejidad de los yacimientos basándose en elementos que conforman el modelo integrado.

El Asignatario hace mención que la Asignación no cuenta con un modelo dinámico, solo se tienen modelos analíticos de balance de materia en MBAL donde se puede obtener los mecanismos de empujes presentes en el yacimiento, ajustar la historia de presión-producción para comprobar el volumen original obtenido en la caracterización estática. Derivado de las evidencias mostradas durante la perforación de los pozos en el desarrollo del campo, con el cual visualizó las zonas de mayor drene en las cuales propone las localizaciones a perforar y tomar información para que a partir de los datos recopilados actualizar el modelo dinámico del Campo Los Soldados, para llevar a cabo la actualización geológica y evaluación de ingeniería de yacimientos del Campo, así mismo confirmar el volumen original y de las reservas, reduciendo el riesgo asociado a la geometría y distribución de los yacimientos.

### g) Comparativo del Campo Los Soldados a nivel nacional e internacional

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Los Soldados procurando la maximización del factor de recuperación considerando el máximo potencial del yacimiento a la fecha del límite económico, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Los Soldados para el yacimiento Mioceno Superior.

En la Tabla 10 se muestran las características y propiedades utilizados para la selección de los campos análogos:

Característica	Descripción
Tipo de hidrocarburo	Aceite
Densidad (°API)	29
Era / Periodo / Época geológica	Cenozoico / Neógeno / Mioceno
Litología	Areniscas
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido / Hidráulico
Ambiente de depósito	Abanicos Submarinos
Ubicación	Terrestre

Tabla 10. Criterios de selección del análogo y características del Campo Los Soldados. (Fuente: Comisión)

Se utilizó la base técnica de datos disponible en la Comisión para comparar el desarrollo de campos internacionales con el desarrollo propuesto para el campo Los Soldados. La información técnica indica que los campos mostrados en la Tabla 11 ubicados en Estados Unidos, China y Hungría, presentan características similares al campo en estudio.

A. M.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Concepto	Cymric USA	Gasikule China	Algyo Hungría
Tipo de Fluido	Aceite	Aceite	Aceite
API	28	34-38	39
Ubicación	Terrestre	Terrestre	Terrestre
Litología	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Porosidad Promedio [%]	25	14-22	17
Recuperación	Primaria	Secundaria	Primaria
Edad de yacimiento	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Fr	21	34	42

Tabla 11. Campos análogos y sus características.  
(Fuente: Comisión con datos de base técnica y PEP)

Se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Los Soldados es del 32% y está cercano con campos de condiciones similares a nivel nacional e internacional.

El Campo Los Soldados tendrá un factor de recuperación mayor en relación al campo Cymric ubicado en Estados Unidos y un factor menor con respecto al campo Algyo localizado en Hungría. El motivo es porque en el campo Algyo se utilizó inyección de agua como método de recuperación secundaria para incrementar dicho factor.

De la Figura 10 presenta los factores de recuperación de estos campos a manera de referencia y es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo ligero (25 - 39 °API), en arenas, costa adentro, factores que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos.

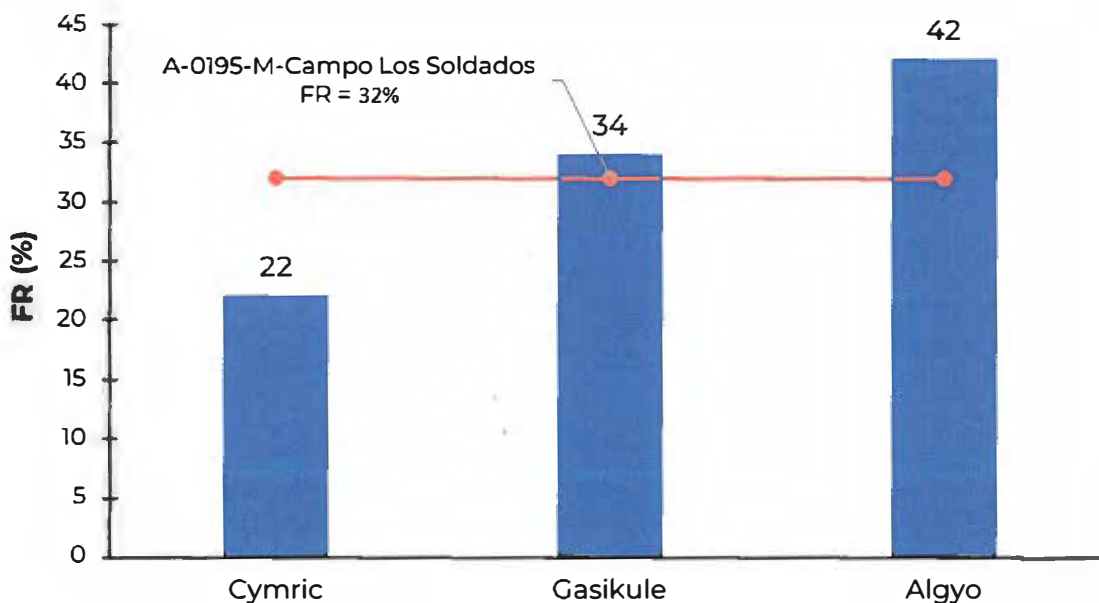


Figura 10. Comparativa de factores de recuperación proyectados en Campos Internacionales.  
(Fuente: Base de datos técnica y PEP)

Para establecer una similitud de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados con campos análogos nacionales terrestres descritos en la Tabla 11-A y Figura 10-A en cuanto a formación, porosidad, °API y tipo de fluido, de la cual se tomó en cuenta los yacimientos del Mioceno y el tipo de fluido similar al producido en el campo, que corresponde al aceite Ligero; de este análisis considerando datos de porosidad y °API se elaboraron las gráficas de frecuencia y acumulada de frecuencia para determinar en qué percentil se encuentra el campo.

Mioceno Superior				
Campo	API	Porosidad (%)	Tipo de hidrocarburo	FR (%)
Arroyo Prieto (AP)	29	17	Ligero	49
Blasillo	33	23	Ligero	25
Brillante	30	21	Ligero	24
Cinco Presidentes (CP)	33	20	Ligero	33
Guaricho	36	17	Ligero	48
Lacamango	31	22	Ligero	32
Magallanes-Tucán-Pajonal (MTP)	33	15	Ligero	32
Rodador	37	24	Ligero	37
San Ramón (SR)	31	17	Ligero	29

Tabla 11-A. Campos análogos Nacionales y sus características, considerando el máximo factor de recuperación de aceite.

(Fuente: Comisión con datos de base técnica y PEP)

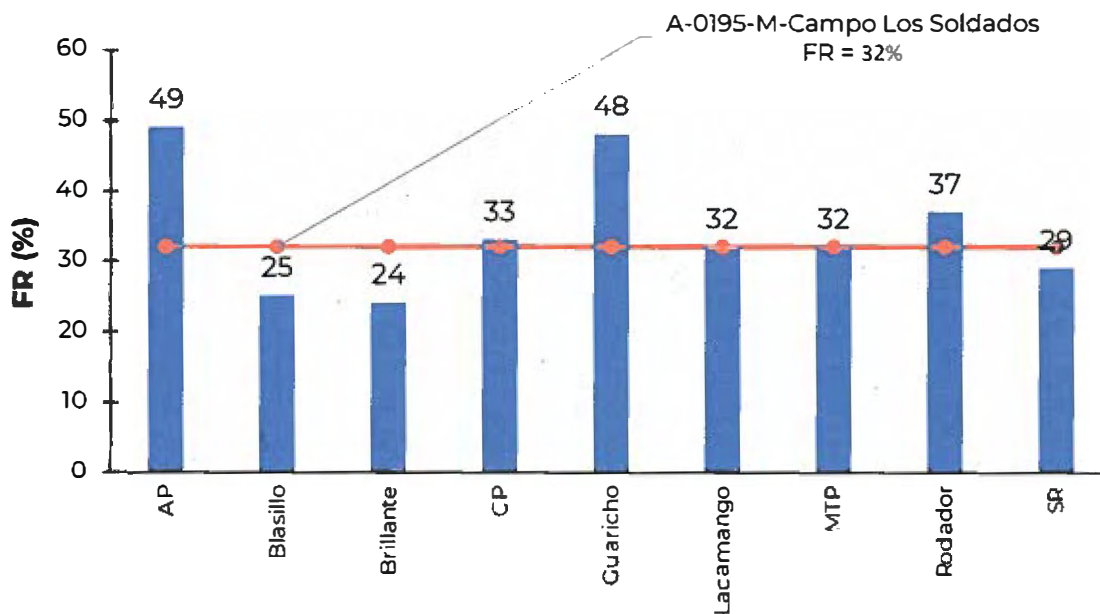


Figura 10-A. Comparativa de factores de recuperación finales proyectados en Campos Nacionales.

(Fuente: Base de datos técnica y PEP)

A. M.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



Aunado a lo anterior, además de la recuperación primaria, se debe tomar en consideración la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada en el campo Los Soldados.

Con base en los campos análogos nacionales e internacionales, resulta necesario que el Asignatario con la toma de información propuesta, pueda identificar los mecanismos de recuperación adicionales al comportamiento primario para evaluar su aplicación, de tal manera que le permitan incrementar el factor de recuperación, como se ha hecho en campos con yacimientos similares en otras partes del mundo. Se recomienda observar los Lineamientos de recuperación secundaria y mejorada.

## **h) Evaluación Económica**

### **Análisis Económico<sup>1</sup>**

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados, considera los siguientes conceptos:

- a. Variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación y los costos erogados con anterioridad para el desarrollo del Campo.
- b. Desglose del Programa de Inversiones, contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia entre la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.
- d. La evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

### **a) Variación del monto de inversión vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo**

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación, considera costos totales del orden de 115.16 millones de dólares<sup>2</sup>, correspondientes al período 2015 a 2029<sup>3</sup>, de los cuales:

- ✓ 60.01 millones de dólares (52.12% del total) corresponden a inversiones, y
- ✓ 55.14 millones de dólares (47.88% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta<sup>4</sup> costos totales erogados del orden de 85.98 millones de dólares, (63.44 millones de dólares de inversiones y 22.54 millones de dólares de gasto operativo), lo que representa el 75% de los costos totales previstos en el Plan de Desarrollo vigente.

<sup>1</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de mayo del 2019. En el caso de los costos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP del mes de mayo de Estados Unidos.

<sup>2</sup> El año 2029 corresponde al límite económico del Plan vigente.

<sup>3</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone un monto total de inversiones adicionales, correspondientes al periodo de 2019 a 2034, del orden de 97.23 millones de dólares<sup>5</sup>, así como 69.85 millones de dólares de gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 167.07 millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 11, lo anterior representa un incremento cercano al 120%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza el supuesto previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) 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"<sup>6</sup>, y sus respectivas modificaciones.

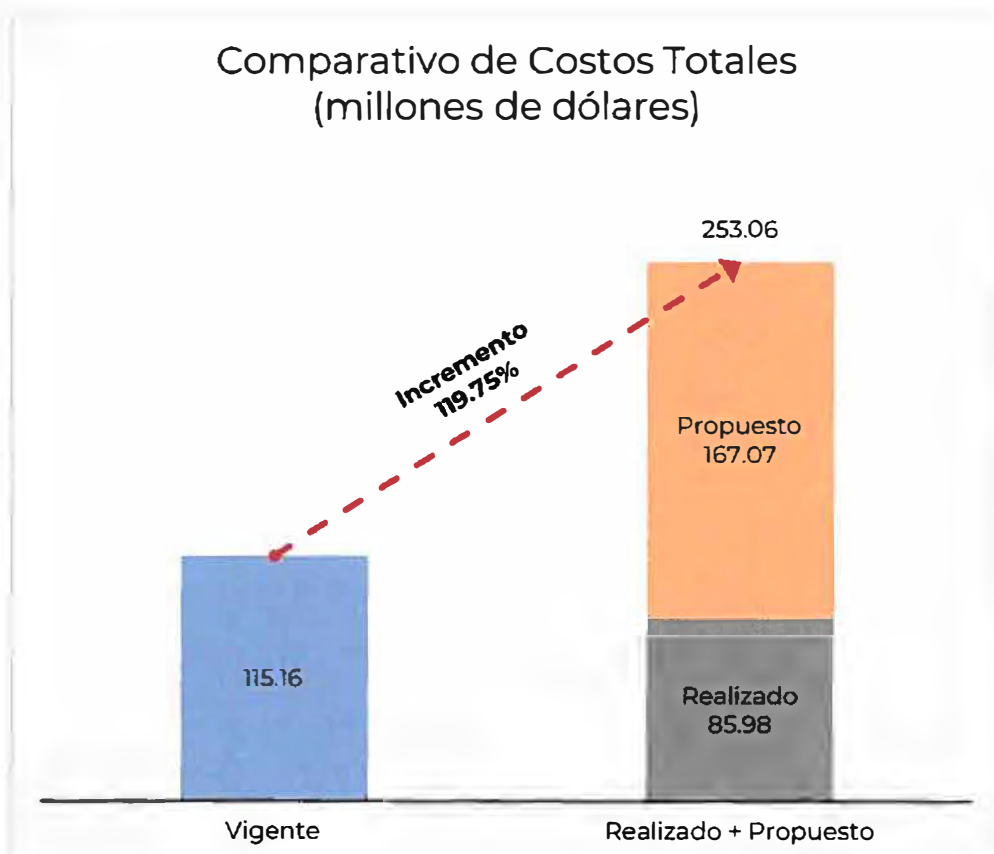


Figura 11. Comparativo de costos totales del Plan vigente respecto a la Modificación al Plan (millones de dólares)

(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

**b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo**

<sup>4</sup> De esta cifra, 97.23 millones de dólares, 92.21 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 5.01 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2048.

<sup>5</sup> Lineamientos publicados en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2015

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos).

Los 167.07 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (11.11%); Producción (85.89%), y Abandono (3.00%), Figura 12.

Asimismo, en la Tabla 12 se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 0.82 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo.

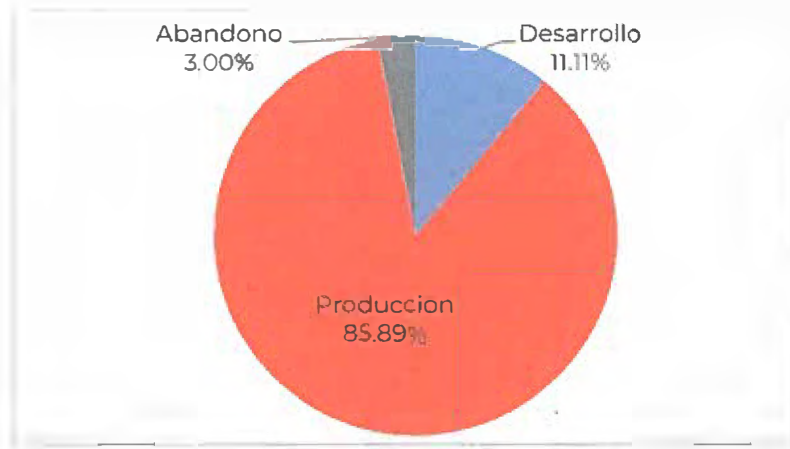


Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0.03
	Perforación de Pozos	8.32
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.42
	General <sup>a</sup>	8.79
Producción	Operación de Instalaciones	10.28
	Intervención de Pozos	23.23
	Construcción Instalaciones <sup>b</sup>	11.66
	Ingeniería de Yacimientos	0.32
	Ductos	1.02
	General <sup>c</sup>	92.21
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.79
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	5.01
Total Programa de Inversiones		167.07

Handwritten initials and signatures in blue ink, including 'A M' and a signature.

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

Otros egresos <sup>d</sup>	0.82
Gastos totales	167.89

Tabla 12. Desglose del Programa de Inversiones  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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

- Considera 2.88 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, plan de desarrollo con ingeniería de detalle, entre otros y 5.90 MMUSD de Gasto Operativo, de los cuales 1.29 MMUSD corresponden a "Reserva Laboral", 1.09 MMUSD a "Compras Interorganismos" y el resto a administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, materiales, tarifa logística aceite, entre otros.
- Considera mantenimiento y reemplazo de equipos de medición, 2 equipos de bombeo, 1 equipo de compresión y actualización de equipo de seguridad contra incendios entre otros.
- Considera 28.27 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, servicios de soporte, entre otros y 63.93 MMUSD de Gasto Operativo de los cuales 15.86 MMUSD corresponden a "Reserva Laboral", 13 MMUSD a "Compras Interorganismos" y el resto a administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, materiales, tarifa logística aceite, entre otros.
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.

### c) Consistencia de la información económica-financiera

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

### d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

#### d.1 Premisas de evaluación económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de la Comisión, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario a la vigencia de la Asignación en 2034.

La evaluación económica se efectuó considerando las premisas mostradas en la Tabla 13.

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	7.40	MMb
Producción de gas	25.64	MMMpc
Gas a venta <sup>a</sup>	25.57	MMMpc
Precio del aceite (Promedio)	61.21	USD/b
Precio del gas <sup>b</sup>	3.87	USD/Mpc
Inversiones	95.47	MMUSD
Gasto operativo <sup>c</sup>	69.85	MMUSD
Otros egresos <sup>d</sup>	0.82	MMUSD

Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

Tabla 13. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica.

- Gas producido más gas adicional menos volumen de autoconsumo y volumen utilizado en bombeo neumático
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo) en agosto de 2019.
- Corresponde a los 97.23 millones de dólares considerando el valor descontado en el año 2034 de las actividades de abandono a realizarse en los años de 2035 a 2048 con una tasa de descuento del 10%. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 15.27 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Los Soldados. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

## d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 228.27 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 73.00 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 3.13, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 2.95.

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 36.81 millones de dólares. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 0.50, así como una RBC de 1.12.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN 22.48 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.31, así como una RBC de 1.07. Estos resultados están descritos en la Tabla 14.

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (MMUSD)	228.27	36.81	22.48
VPI (MMUSD)	73.00		
VPN/VPI (USD/USD)	3.13	0.50	0.31
RBC (USD/USD)	2.95	1.12	1.07

Tabla 14. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el IAEEH.
- b. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, IAEEH, y el ISR.
- c. Considera Otros egresos por 0.82 MMUSD. El VPN al límite económico del proyecto, es decir al año 2048 es 234.75 MMUSD antes del paso de Derechos e ISR y 23.23 MMUSD después del pago de estos.

### d.3 Consideraciones

A partir del análisis correspondiente de la evaluación económica y con base en los resultados obtenidos, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2034.

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

De conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Comisión llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación 0195-M-Campo Los Soldados.

Los pozos perforados en la Asignación están distribuidos en 88 macroperas, la recolección de la producción se efectúa en 4 cabezales periféricos para posteriormente enviarse a la Batería de Separación Los Soldados, donde se lleva a cabo la separación de líquido (agua y aceite) y gas, el líquido se almacena en tanques y se bombea a la Planta Deshidratadora La Venta, el gas separado pasa a rectificación para extraer los líquidos remanentes en la corriente, después pasan a la succión de compresoras, donde se eleva la presión del gas para descargar a la red de bombeo neumático y el excedente se envía al Complejo Procesador de Gas La Venta. Esto se puede visualizar en las Figuras 13, 14 y 15.

*A. M.*  
*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten initials]*

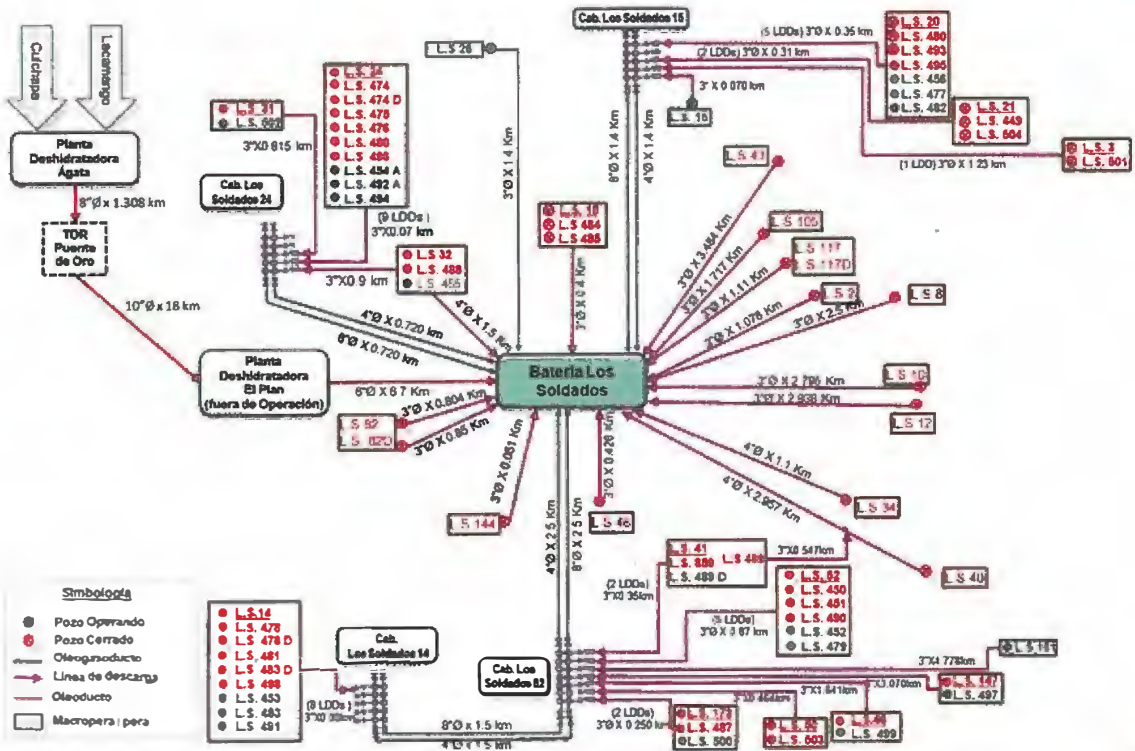


Figura 13. Diagrama de recolección de la producción en la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados (Fuente: PEP)

*Handwritten signatures and initials:* M, A, J.

*Handwritten signature:* R. ELL

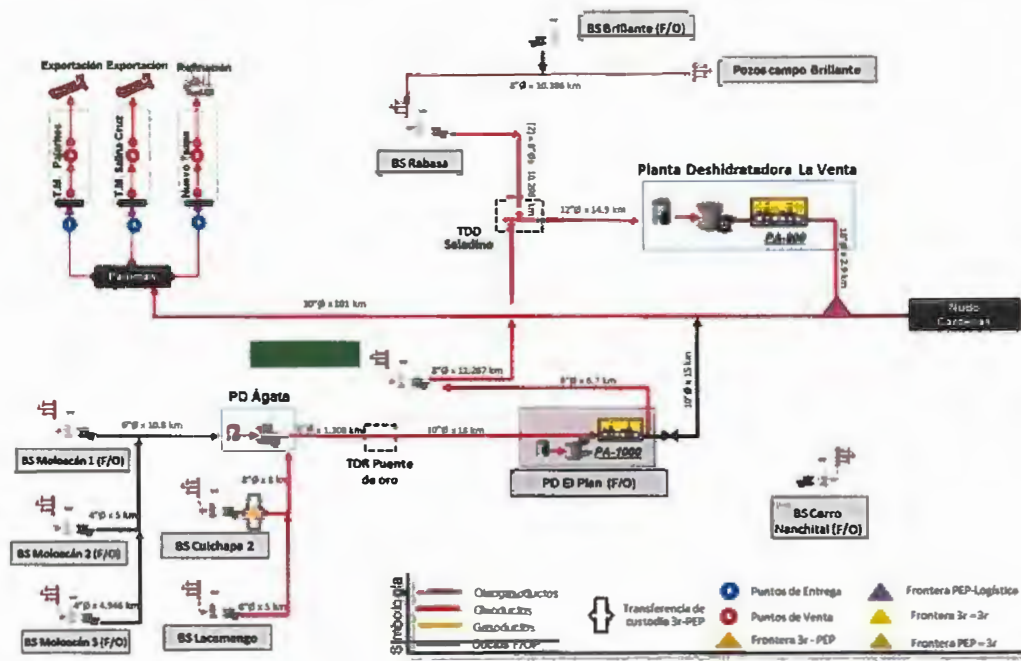


Figura 14. Diagrama General del manejo actual de líquidos de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: PEP)

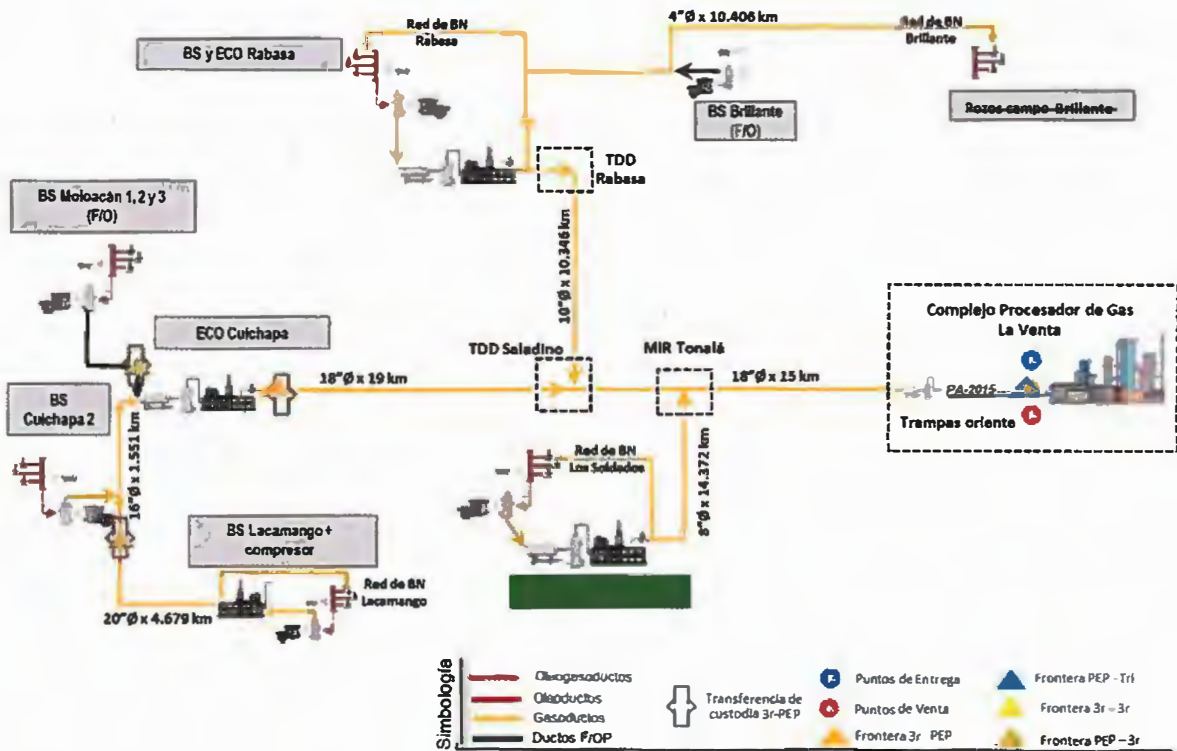


Figura 15. Diagrama General del manejo actual de gas de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: PEP)

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



En cuanto a la medición de los hidrocarburos provenientes de la Asignación, el Asignatario manifiesta que ésta se llevará a cabo conforme lo siguiente:

### Medición de Petróleo

En la Figura 16 se muestra la cuantificación del Petróleo, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifica el tipo de medición en el manejo y transporte de petróleo correspondiente a esta Asignación.

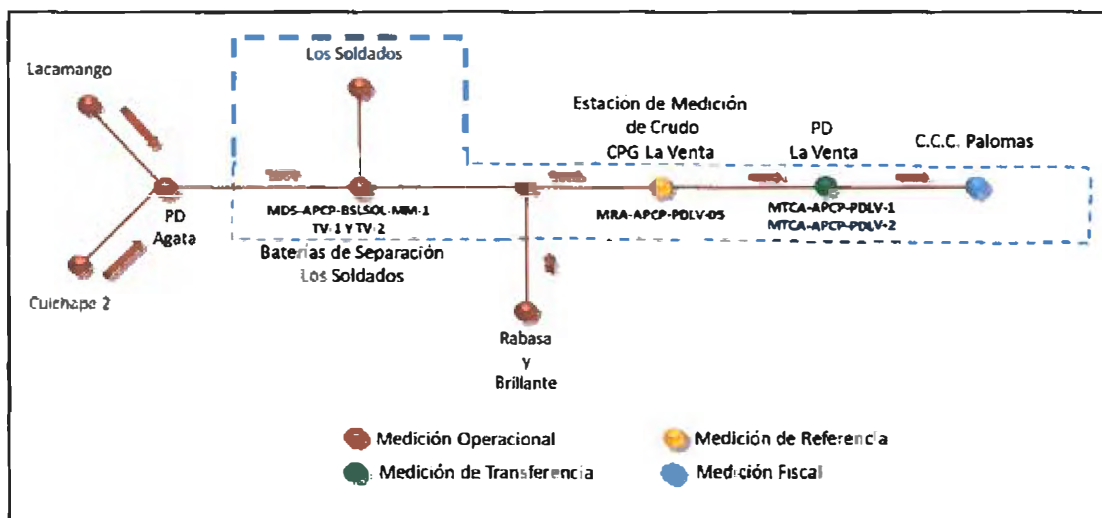


Figura 16. Tipos de Medición para petróleo correspondientes a la Asignación 0195-M-Campo Los Soldados.

La medición de tipo operacional de los pozos, se realiza por medio de separadores trifásicos instalados a boca de pozo, con una frecuencia de dos veces por mes por pozo. Así mismo, dentro de la Batería de Separación Los Soldados, los líquidos se miden por medio de dos tanques de almacenamiento identificados como TAG TV-1 y TV- 2. El Asignatario menciona que los equipos de medición instalados en la descarga del separador de baja presión se encuentran fuera de operación. El Asignatario deberá de llevar a cabo las actividades necesarias a fin de que la instrumentación empleada en la medición de los hidrocarburos se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Como parte del manejo y proceso de los hidrocarburos provenientes del Campo Los Soldados, el Asignatario llevará a cabo una medición de tipo referencial dentro de la Estación de Medición de Crudo La Venta, por medio del Sistema de Medición identificado como (MRA-APCP-PDLV-05), el cual cuenta con un elemento primario tipo Coriolis, así como elementos secundarios de presión, temperatura y corte de agua.

La medición de tipo transferencia, se realizará en la Planta Deshidratadora La Venta, la cual tiene la función principal de eliminar el agua y las sales contenidas en el petróleo, dentro de esta instalación se dispone de dos trenes de Medición identificados como MTCA-APCP-PDLV-1 y MTCA-APCP-PDLV-2, los cuales cuentan con elementos primarios tipo ultrasónicos, elementos secundarios de presión, temperatura, densidad, porcentaje de agua, así como, del elemento terciario computador de flujo. Del proceso generado en esta instalación, se alcanzan los parámetros óptimos de agua y sal en el petróleo, para su envío hacia el Centro de Comercialización de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas).

El C.C.C. Palomas cuenta con una infraestructura que incorpora entre otras instalaciones: oleoductos de entrada, regulación y mezclado, patines de medición, muestreadores automáticos y oleoductos de salida, un laboratorio certificado para determinar la calidad del petróleo. Dentro de esta instalación se ubica el Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Asignatario, el cual cuantificará la producción derivada del Campo Los Soldados, así como los volúmenes totales integrados por diferentes corrientes de hidrocarburos, en la Tabla 15 se presentan los sistemas de Medición empleados como medición fiscal (Puntos de Medición).

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
<b>Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C Palomas)</b>	PA-100	Ultrasónico	10 pg.
	PA-200	Ultrasónico	8 pg.
	PA-300	Ultrasónico	8 pg.

Tabla 15. Puntos de Medición de petróleo (Medición Fiscal) para la Asignación 0195-M-Campo Los Soldados.

Los Sistemas de Medición cuentan con elementos primarios, secundarios y terciarios. La calidad de los hidrocarburos en estos Sistemas de Medición es determinada a través de un muestreador instalado en línea, que recolecta una muestra cada segundo para su posterior análisis en el laboratorio.

### Medición Gas Natural

Como parte de la estrategia planteada por el Asignatario se contempla llevar a cabo mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal (Puntos de Medición) para el gas proveniente del campo Los Soldados, en la Figura 17 se identifican los tipos de medición propuestos por el Asignatario para el manejo y transporte de gas.

*AM*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

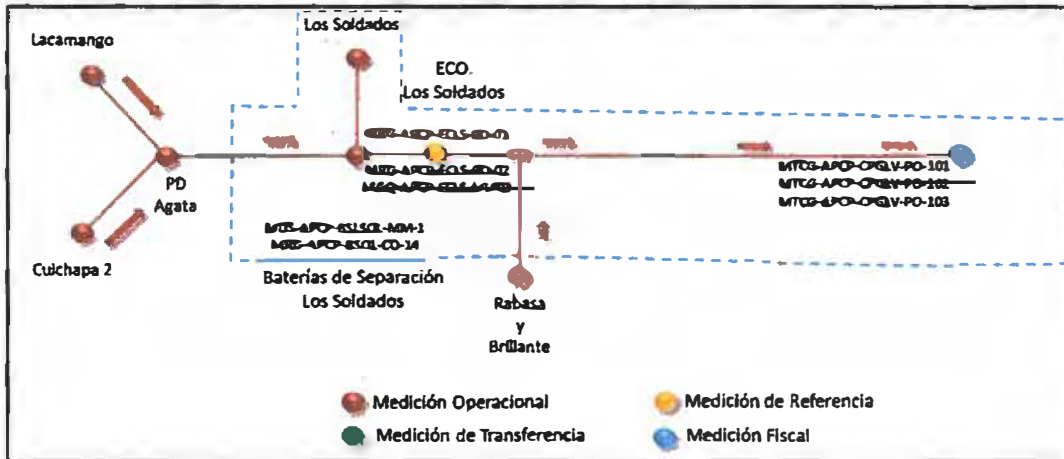


Figura 17. Tipos de Medición para gas correspondientes a la Asignación 0195-M-Campo Los Soldados. (Fuente: PEP)

La medición de tipo operacional de gas se lleva a cabo en la Batería de Separación Los Soldados por medio del sistema de medición identificado como APCP-BSOL-CO-14 con elemento primario placa de orificio, así mismo, se dispone de un separador vertical de prueba de baja presión identificado como TAG MDS-APCP-BSLSO-MM-1, el Asignatario menciona que los equipos de medición instalados a la descarga del separador se encuentran fuera de operación. El Asignatario deberá de llevar a cabo las actividades necesarias a fin de que la instrumentación empleada en la medición de los hidrocarburos se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Como parte del proceso, transporte y medición del gas del campo los Soldados se dispone de medición de tipo referencial en la Estación de Compresión Los Soldados con sistemas de medición identificados como (MTC-APCP-ECLSO-PO-01, MTC-APCP-ECLSO-PO-02 y MGQ-APCP-ECLS-MU-03) y en la Estación de Medición de Gas La Venta con un sistema de medición identificado como (SMRG CORRIENTE LOS CUICHAPA-RABASA-LOS SOLDADOS-57 LOS SOLDADOS), dichos sistemas disponen de elementos primario tipo placa de orificio.

El Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Asignatario para la cuantificación del gas proveniente del campo Los Soldados se encuentra ubicado dentro del Complejo Procesador de Gas La Venta, en la Tabla 16 se presentan las características del Punto de Medición.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
Complejo Procesador de Gas La Venta	MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015	Placa de orificio	12 pg.

Tabla 16. Punto de Medición de gas (Medición Fiscal) Campo Los Soldados.

El Sistema de Medición cuenta con un Cromatógrafo en línea, el cual analiza la composición del gas, así mismo, a la salida del Sistema de Medición se cuenta con una

válvula para muestreo manual del gas, donde diariamente se toman tres muestras y se envían al Laboratorio del CPG Nuevo Pemex para su análisis.

El sistema de medición (Punto de Medición) cuantifica el volumen integrado por diferentes Asignaciones.

### **Medición de Condensado**

Derivado de la filosofía e infraestructura del Campo Los Soldados el Asignatario manifiesta, que en la descarga de la Estación de Compresión Los Soldados se lleva a cabo de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 la determinación del volumen del condensado de la corriente de gas, para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis de cromatografía de estos puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición instalados en esta ubicación.

La ubicación para la determinación de los condensados deberá ser reevaluada de conformidad con los resultados obtenidos, ya que la medición y toma de muestra en el separador de prueba puede ser más representativa aún y cuando los hidrocarburos no se encuentran totalmente estabilizados

El Asignatario deberá de reportar el volumen de condensado teórico en los formatos establecidos en los LTMMH.

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

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados se llevó a cabo la evaluación mostrada en las Figuras 18, 19 y 20.



**Datos Generales:**

Nombre del Asignatario o Contratista: Permes Exploración y Producción  
 No. de Contrato e Asignación: A-0255-M - Campo Los Soldados  
 Nombre de la Asignación o Área Comercial: A-0255-M - Campo Los Soldados  
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo

Permes Exploración y Producción  
 A-0255-M - Campo Los Soldados  
 A-0255-M - Campo Los Soldados  
 Plan de Desarrollo



No.	Ámbito de la UNAP/Contrato	Requisitos	Criterio de evaluación	Comprobación Sí/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de trabajo de los hidrocarburos desde para hasta el P.M.	ITMBM, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	El Asignatario presentó información referente a la determinación y asignación de los Hidrocarburos provenientes del Área de Asignación (Campo Los Soldados), estableciendo condiciones de Uso Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los hidrocarburos.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo A-0255-M Los Soldados", en las páginas 150 a 203.
3	Propuesta de Puntos de Medición	ITMBM, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	El Asignatario presentó información referente a los Sistemas de Medición para la cuantificación de los Hidrocarburos (Sistemas de Medición de la Asignación (Campo Los Soldados) estableciendo el tipo de Medición Operacional, Referencial, de Transferencia y Punto de Medición (Medición Fiscal) para cada tipo de Hidrocarburo durante el manejo y transporte de la producción, de igual manera presentó el tipo de tecnología empleada en cada Sistema de Medición, así como sus principales características técnicas y operativas de los mismos. Los Puntos de Medición considerados por el Asignatario para la cuantificación de los Hidrocarburos son los siguientes:  Punto de Medición de Petróleo: Los Sistemas de Medición Verificados como PA 103, PA-203, PA-303 ubicados en el Campo Comercializador de Crudo Petomas (C.C.C Petomas)  Punto de Medición de Gas: El Sistema de Medición identificado como (MTCG-APCP -CNGLV-PO-2013) ubicado en el Campo de Proceso de Gas La Venta.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo A-0255-M Los Soldados", en las páginas 150 a 203.
3	Q, fracción I	Políticas de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los ITMBM	SI	El Asignatario presentó un documento que establece la política en materia de Medición de Hidrocarburos, dicha política se encuentra actualizada con la aplicación e implementación de un Sistema de Gestión de Medición fundamentada en la Norma ISO-CE 10012 ISIRI 2004.	Dentro del documento "Plan Reactor para la Medición de los Hidrocarburos en Permes Exploración y Producción 2016 2020", se identifican las principales actividades y cronogramas para la implementación de la Política de Medición.
4	Q, fracción II	Procedimientos:		SI	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento Operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción (PO-PO-MA-2009-2017)" en el que se detallan las actividades de relaciones de mantenimiento correspondientes a los elementos primarios, secundarios y terciarios de los Sistemas de Medición, todo en función de las especificaciones del fabricante y el securo correspondiente de cada instrumento.	El Asignatario presentó programas de mantenimiento a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) propuestos para la Asignación (Campo Los Soldados).
		• Mantenimiento	Presentar los Procedimientos y programas de actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos validación, de confirmación metrológica, de calibración de equipos.	SI	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento operativo para realizar la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en permes exploración y producción (PO-PO-OP-0244-2017)". El Proceso de Confirmación Metrológica está documentado y diseñado conforme a la Norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 e ISO 9000:2000	El Asignatario presentó programas para realizar la confirmación metrológica a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) propuestos para la Asignación (Campo Los Soldados).
		• Confirmación metrológica		SI	El Asignatario documentó diversos procedimientos para el trabajo de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal.	La información se se localiza en la Carpeta - 02-II - Procedimientos.
		• Elaboración de Manuales		SI	El Asignatario documentó el procedimiento "PO-PO-OP-0234-2017 - Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción", el cual describe las actividades a ejecutar durante el proceso de una calibración correspondiente a los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas y Puntos de Medición que intervienen en la cuantificación de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Los Soldados).	Las calibraciones las realizó un tercero que cuenta con las certificaciones correspondientes.
• Calibración de los instrumentos de medida	SI	Presentó esquemas y diagramas generales de infraestructura de las instalaciones que serán empleadas para el manejo, transporte y medición de los Hidrocarburos producidos.		El Asignatario deberá realizar y mantener actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación (DIT) e incorporar información que deberá de estar a disposición de la Comisión.		
5	Q, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Indicativamente a los diagramas a presentar (DIT's, Isométricos), se incluyó un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia conjuntos.	SI	Presentó esquemas y diagramas generales de infraestructura de las instalaciones que serán empleadas para el manejo, transporte y medición de los Hidrocarburos producidos.	El Asignatario deberá realizar y mantener actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación (DIT) e incorporar información que deberá de estar a disposición de la Comisión.

Figura 18. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 1).

*A. M. [Signature]*

*[Signature]*

*[Signature]*  
777

No.	Artículo de los LTRMWH/Contratos/SEU de	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 13, fracción I de los LTRMWH	Si	El Asignatario presentó la ubicación de las instalaciones donde se llevará a cabo la Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo los soldados)	La ubicación de las instalaciones se presenta en coordenadas geográficas.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DIT's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTRMWH	Si	El Asignatario presentó los diagramas de tubería e instrumentación correspondientes a los Sistemas de Medición definidos como Puntos de Medición (medición fiscal).	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DIT'S) e Isométricos de los Sistemas de Medición involucrados en la cuantificación de la producción de la Asignación actualizados y a disposición de la Comisión.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	El Asignatario manifestó que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PEP	El documento presentado se localiza en la Carpeta 2,06-VI. Uso compartido del Punto de Medición
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	El Asignatario presentó diversos programas y cronogramas donde se establecen actividades para la implementación de los Mecanismos de Medición (MM).	Las actividades presentadas en los programas de implementación relacionan los principales aspectos que intervienen en los Mecanismos de Medición que incluyen procedimientos, equipos y personal.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTRMWH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	El Asignatario presentó información de incertidumbre asociadas a los Sistemas de Medición, así como un programa para la actualización de los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición, el cual tienen la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTRMWH.	El Asignatario deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencia, Transferencia y Fiscal, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTRMWH.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTRMWH	Si	El Asignatario presentó el análisis de las inversiones y costos para las actividades de mantenimiento, calibración, capacitación y diagnósticos para un período correspondiente a los años (2019 al 2025).	El Asignatario deberá de realizar el análisis económico que refleje el impacto en la incertidumbre de Medida en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de acuerdo con las actividades planteadas.
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	El Asignatario documentó las principales actividades para la implementación de la Bitácora de Registro, dichas actividades se detallan en el documento "Bitácora electrónica para la Gestión y Gerenciamiento de la Medición en Pemex Exploración y Producción" Cabe señalar que la herramienta presentada se encuentra estructurada de conformidad con lo establecido en la Norma NMX-CC 10012-INMVC-2004	El Asignatario deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los hidrocarburos producidos. Asimismo deberá acreditar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTRMWH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presentó cronogramas para llevar a cabo diagnósticos a los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal	Dentro de los programas no se especifican las actividades que lleven a cabo en los diagnósticos programados, el Asignatario deberá remitir a esta Comisión, información soporte para los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos vigentes que demuestran las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTRMWH.
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	El Asignatario documentó competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos. Asimismo presentó programas de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión la establecido en el artículo 10, fracción XI, inciso f, punto iii de los LTRMWH
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	El Asignatario presentó el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño entre los cuales contempla los siguientes: Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los Hidrocarburos Líquidos. Calidad en el Componente Nitrogeno, contenido en los Hidrocarburos Gaseosos. Incertidumbre de medida asociada a la medición de Hidrocarburos	

Figura 19. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 2).

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

*[Handwritten signature and initials in blue ink]*

No.	Artículo de los LTMMH (Artículo de Ley)	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
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	El Asignatario presentó los datos del responsable oficial, designando como su representante al Ing. Guadalupe Luna Camarillo quien se desempeña como suplente por Ausencia del Titular de la Administración del Activo Integral de Producción Bloque Sur, mismo que será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los LTMMH.	
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, ventilar en diagramas	SI	Dentro de los diagramas de tuberías e instrumentación (DT's) correspondientes a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición presentados por el Asignatario, no se visualizan derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	SI	El Asignatario presentó el documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", dentro del cual se documenta un cronograma de actividades, contemplando la implementación de sistemas telemétricos en los Puntos de Medición (Medición Fiscal) así como en la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia	El Asignatario deberá garantizar a la Comisión el acceso a los sistemas telemétricos, sin costo alguno para ésta.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos	SI	Dentro del documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020" se hace mención sobre las actividades a ejecutar como parte de la Gerencia y Gestión de la Medición, mismas que señalan que todos los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos por el Asignatario deberán dar cumplimiento con los parámetros de calidad establecidos en el referido artículo	El Asignatario deberá de reportar los datos de calidad de los hidrocarburos en los Puntos de Medición, de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información	SI	Dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción, se menciona que los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición cuentan con computadores de flujo.	El Asignatario deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador con base en la normatividad aplicable
21	21	De las generalidades	Los resultados de los Instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	SI	Presentó información de certificados de calibración de los Sistemas de Medición identificados como Puntos de Medición	
22	22	Patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	SI	Presentó las características de los patrones de referencia empleados en los Puntos de Medición	El Asignatario deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	SI	La medición de agua se llevará a cabo dentro de la Planta Deshidratadora La Venta donde se realiza la reinyección del agua en potros de la asignación Cinos Pre-identificados.	La información correspondiente se localiza dentro del Plan de Desarrollo, en las páginas 364 y 365.
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	—	—	—
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, adicionalmente la ubicación en la que se entregaron al comercializador los hidrocarburos.	SI	La medición de aflor de pozo, se llevará a cabo bajo el punto de medición operacional con equipos de separación.	

Figura 20. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 3).

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación A-0195-M Campo Los Soldados, la Comisión manifiesta que, el Asignatario presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además 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.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

*[Handwritten signature and initials in blue ink]*

## Producción y Balance

El Asignatario presentó los procedimientos para la asignación de la producción, de petróleo y gas con base en las mediciones fiscales, de transferencia, de referencia y operacionales. Estos procedimientos describen los pasos para asignar la producción a la asignación A-0195-M - Campo Los Soldados y sus respectivos pozos considerando el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen a la Estación de Medición de Crudo CPG La Venta donde se tiene la medición de referencia para el líquido y a la Estación de Compresión Los Soldados donde se tiene la medición de referencia para el gas. Las corrientes que confluyen a la Batería de Separación Los Soldados corresponden a los campos Lacamango y Cuichapa Poniente.

El proceso de balance se realiza con los datos diarios de producción, de distribución y los puntos de venta, al fin de mes se verifica la información operativa y oficial, haciendo una nueva iteración en el cálculo de las redes con los datos oficiales se determina la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, los cuales son el Centro Comercializador de Crudo Palomas para el petróleo y el Centro Procesador de Gas La Venta para el gas.

El punto de toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos correspondiente a la Asignación A-0195-M - Campo Los Soldados será en la descarga de la Estación de Compresión Los Soldados, cuyo muestreo se realizará con una frecuencia mensual.

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

De conformidad con lo establecido 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 250.644/2019 de fecha 09 de octubre de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-043 con fecha del 10 de octubre de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción correspondientes al Área de Asignación A-0195-M Campo Los Soldados, siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.

A. M

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*  
717



- De conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de la corrientes a cada una de las áreas que provenga.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Campo Los Soldados, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

### Obligaciones

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión en el Plan de Desarrollo y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
2. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión - DGMyC cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas como parte de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.
3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensados deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
4. El Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. El Asignatario deberá reportar la información de medición y producción de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de los LTMMH.
6. El Asignatario deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH.
7. De conformidad con el artículo 4 de los LTMMH, el Asignatario deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los LTMMH, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo I de los LTMMH.
8. El Asignatario 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.

*A.*  
*M.*  
*[Signature]*

*[Signature]*  
*[Signature]*  
*777*

9. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

El Asignatario deberá mantener actualizada la información referente al cumplimiento de cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen Técnico.

Así mismo es necesario que el Asignatario 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 Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, 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 presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición para la Asignación A-0195-M Campo Los Soldados, la cual consiste en llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición, considerando mediciones de tipo (operacional, referencial, transferencia y fiscal), en la Tabla 17 se presenta la ubicación para llevar a cabo la medición de los hidrocarburos correspondientes a esta Asignación.

Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Ubicación
Medición Operacional	Petróleo	Batería de Separación Los Soldados
	Gas	Boca de pozo (separador trifásico)
Medición Referencial	Petróleo	Estación de Medición de Crudo La Venta
	Gas	Estación de Compresión Los Soldados.
Medición de Transferencia	Petróleo	Planta Deshidratadora La Venta.
	Gas	-
	Petróleo	C.C.C. Palomas

*A. M.*  
*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten initials]*

Medición Fiscal  
(Puntos de  
Medición)

Gas

CPG La Venta.

Tabla 17. Ubicación y tipo de medición de los hidrocarburos para la Asignación A-0195-M Campo Los Soldados

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, en términos del 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, 23, 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 Asignatario 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 Asignatario.

De conformidad con lo establecido 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 Oficio 250.644/2019 de fecha 09 de octubre de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-043 con fecha del 10 de octubre de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción correspondientes al Área de la Asignación A-0195-M Campo Los Soldados, siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo

*A. M. Gas*

*[Handwritten signature]*  
*6777*

(American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.

- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
- De conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, por lo cual dicha Secretaría está de acuerdo con la ubicación de 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 Transferencia, las mismas que se encuentran definida en la Tabla 17 del presente Dictamen Técnico.
  - b. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH, de conformidad con los cronogramas presentados.
  - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Asignatario deberá realizar los diagnósticos de conformidad con los programas presentados.
  - d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el presente Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo presentado.

## j) Comercialización de Hidrocarburos

El Operador Petrolero describe en el Plan que el gas es enviado a la Batería de Separación y Estación de Compresión Los Soldados en una corriente multifásica. El gas separado se hace llegar a su destino último en la Complejo Procesador de Gas la Venta. El Operador Petrolero señala dentro de su Plan que el gas entregado por el vendedor y recibido por el comprador deberá cumplir con la calidad señalada en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010.

Por su parte, el petróleo es enviado a la Batería de Separación y Estación de Compresión Los Soldados en una corriente multifásica, una vez separados los fluidos (líquidos) del gas, entonces los líquidos son enviados a la Planta deshidratadora La Venta. La producción de la Asignación en cuestión tiene como destino final la comercialización en Centro Comercializador de Crudo Palomas, la calidad del aceite se muestra en la Tabla 18.

Campo	Densidad °API	Contenido de Agua y Sedimentos (%vol)
Los Soldados	32	30.86%

Tabla 18. Calidad del Petróleo del Área de Asignación  
(Datos proporcionados por el Asignatario)


### k) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18.

El Asignatario presentó en la modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto a la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante MAG) anual contemplada y al tiempo en el cual se alcanzaría dicha meta, ya que esta meta había sido alcanzada desde la fecha en que fue aprobado dicho PAGNA, por lo tanto se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.

El objetivo del programa de Aprovechamiento de Gas planteado por el Asignatario es fomentar la protección ambiental y la sustentabilidad aunado a la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no venteo de gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas en base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas*.

A. M. 

  
777

Considerando lo establecido en las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas* el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \frac{A+B+C+T}{G_p+G_A}$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2019 es la siguiente:

$$MAG_{2019} = \frac{0 + 0 + 0 + 13.588}{13.169 + 0.691}$$

$$MAG_{2019} = \frac{13.588}{13.86}$$

$$MAG_{2019} = 98.0 \%$$

En la Tabla 19 y Figura 21 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente a la Asignación.

Programa de Gas (MMpcd)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Producción de gas*</b>	4.52	7.13	6.71	6.15	5.65	5.60	5.49	4.80	3.97	4.09	3.76	3.64	3.30	2.45	1.73
<b>Autoconsumo</b>	1.77	0.31	0.31	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
<b>Bombeo Neumático (propio)</b>	7.23	5.68	4.25	3.43	3.22	3.11	3.11	3.04	3.00	3.00	2.78	2.10	1.90	1.99	1.99
<b>Conservación</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Transferencia</b>	2.74	6.76	6.33	6.05	5.55	5.50	5.39	4.70	3.88	4.00	3.67	3.55	3.21	2.36	1.64
<b>Gas Adicional</b>	7.23	5.68	4.25	3.43	3.22	3.11	3.11	3.04	3.00	3.00	2.78	2.10	1.90	1.99	1.99
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>	0.01	0.07	0.07	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
<b>% de aprovechamiento</b>	99.91	99.48	99.39	99.79	99.83	99.79	99.83	99.81	99.80	99.82	99.82	99.82	99.82	99.81	99.80
Programa de Gas (MMpcd)	2034	2035	2036	2033	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
<b>Producción de gas*</b>	1.24	0.89	0.98	1.67	1.26	0.93	1.12	1.16	0.91	0.58	0.47	0.38	0.31	0.25	0.18
<b>Autoconsumo</b>	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08

Bombos Neumático (propio)	198	197	197	196	195	194	192	190	189	178	157	145	135	132	124
Conservación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transferencia	1,15	0,80	0,90	1,58	1,18	0,84	1,03	1,07	0,82	0,49	0,38	0,29	0,22	0,16	0,10
Gas Adicional	1,98	1,97	1,97	1,96	1,95	1,94	1,92	1,90	1,89	1,78	1,57	1,45	1,35	1,32	1,24
Gas Natural no Aprovechado	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
% de aprovechamiento	99,80	99,80	99,81	99,85	99,83	99,80	99,82	99,82	99,80	99,76	99,73	99,69	99,66	99,64	99,61

Los sumos pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.  
 \*Gas natural producido asociado (no considera nitrógeno).

Tabla 19. Porcentajes de aprovechamiento para el Plan.  
 (Fuente: PEP)

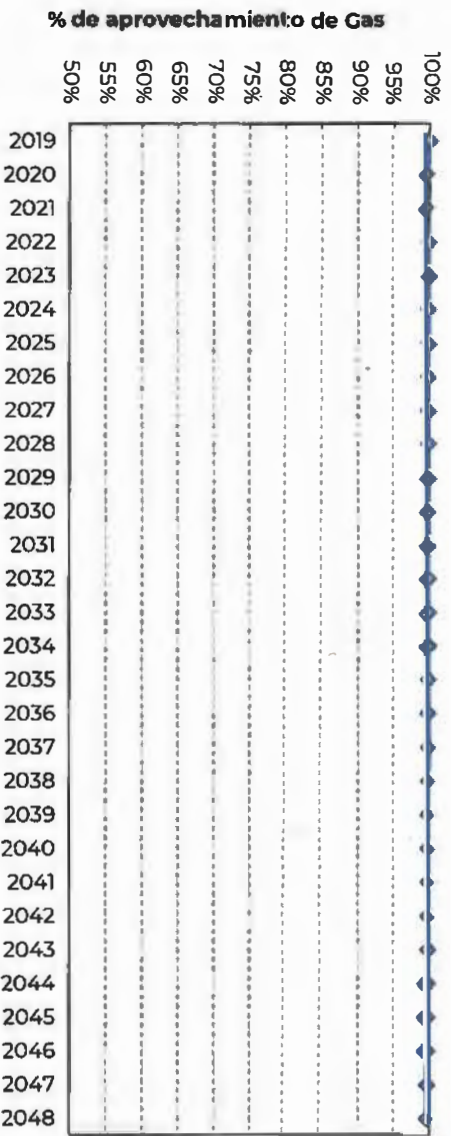


Figura 21. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas al límite económico de la Asignación.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

### Composición del Gas Natural Asociado a producir

En cuanto a la composición del gas, PEP presenta datos actualizados. La Tabla 20 muestra la composición del Gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

*M*  
*[Signature]*

*[Signature]*  
*[Signature]*

Campo	Los Soldados
<b>Fecha de muestra</b>	
	10/12/2018
<b>Componentes en % de mol</b>	
Acido Clorhidrico	-
Acido sulfhidrico	0
Agua	-
Contenido de Condensados	-
Dioxido de Carbono	0.19
Etano	10.83
Hexanos	0.51
Hidrogeno	-
i-Butano	1.76
i-Pentano	0.45
Metano	77.22
Monóxido de Carbono	-
n-Butano	1.04
Nitrogeno	2.75
Nonanos	-
n-Pentano	0.45
Octanos	-
Oxigeno	-
Propano	5.12
Total	<b>100</b>
<b>Propiedades</b>	
Peso Especifico (kg/m <sup>3</sup> )	20.93
Peso Molecular (Lb/Lbmol)	1218.347
Poder Calorifico (BTU/FT <sup>3</sup> )	2
Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	32
Temperatura (°C)	N/D
Densidad (AIDM)	N/D

Tabla 20. Análisis de la composición del gas.  
(Fuente: PEP)

**Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.**

Para el caso de la Asignación, el valor máximo de la relación gas-aceite que permitirá asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos; este valor puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

A continuación, en la Tabla 21, se indica la Relación Gas Aceite máxima obtenida de experimentos de laboratorio del análisis PVT.

Asignación	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
	<b>Máxima</b>
A-0195-M-Campo Los Soldados	472

Tabla 21. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrá producir los pozos.  
(Fuente: Comisión con datos de PEP)

El valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación presentado por el Asignatario es acorde con las actividades y formas de aprovechamiento de gas para la Asignación, las cuales están vinculadas directamente con la MAG. Asimismo, de la información de producción de gas y aceite de la Asignación respecto del mes de junio de 2018 presentada



por el Asignatario ante la Comisión, se determinó la relación gas aceite de cada uno de los pozos en producción en la cual se puede apreciar que estos operan con una relación gas-aceite menor a la presentada en el PAGNA, como se muestra en la Tabla 22.

Pozo	Producción petróleo (Mbpd)	Producción total de gas (MMpcd)	Relación Gas Aceite (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Los Soldados 452	0.063	0.124	350.53
Los Soldados 454-A	0.201	1.730	1,532.85
Los Soldados 483	0.252	0.441	311.67
Los Soldados 492-A	0.327	0.424	230.92
Los Soldados 482	0.176	0.300	303.57
Los Soldados 502	0.008	0.011	244.88
Los Soldados 453	0.014	0.015	190.82
Los Soldados 455	0.051	0.083	289.84
Los Soldados 15	0.039	0.044	200.93
Los Soldados 26	0.113	0.353	556.35
Los Soldados 478D	0.002	0.001	89.05
Los Soldados 161	0.270	0.272	179.41
Los Soldados 474	0.003	0.003	178.09
Los Soldados 476	0.460	0.518	200.55
Los Soldados 489	0.074	0.316	760.51
Los Soldados 494	0.151	0.219	258.30
Los Soldados 500	0.107	0.255	424.43
Los Soldados 478	0.323	0.432	238.19
Los Soldados 499	0.075	0.247	586.52
Los Soldados 491	0.063	0.777	2,196.50
Los Soldados 497	0.037	0.046	221.41

Tabla 22. Producción de Pozos de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.  
(Fuente: PEP)

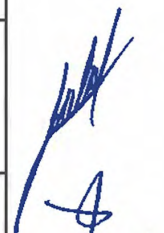
Sin menoscabo de lo anterior, es necesario dar seguimiento al comportamiento de los pozos que se ven afectados por la irrupción de gas, presentándose así diversos fenómenos tales como el autoabastecimiento y el incremento de la producción de aceite por un periodo limitado de tiempo previo a la irrupción de gas de forma abrupta en éstos (engasamiento), por tal motivo, es imperante que el Asignatario prevea el seguimiento del comportamiento de los pozos mediante el análisis de la producción de aceite y gas, con lo cual podrá identificar el momento oportuno para el cierre de éstos en concordancia con la máxima RGA a la cual podrán operar los pozos.

## 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 23 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 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \frac{(TP_{real} - TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$TRP = \frac{(TRP_{real} - TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo
Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
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	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RMAreal - RMplan}{RMAplan} * 100$
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
<b>Característica</b>	<b>Pozos perforados</b>	<b>Terminación de pozos</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PPreal - PPplan}{PPplan} * 100$	$DTP = \frac{TPreal - TPplan}{TPplan} * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral
<b>Característica</b>	<b>Producción</b>	<b>Gasto de operación</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$	$DGO = \frac{GOreal - GOplan}{GOplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral
<b>Característica</b>	<b>Desarrollo de reservas</b>	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Trimestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	
<b>Característica</b>	<b>Factor de recuperación</b>	<b>Productividad</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual


  
 717

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

Tabla 23. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción.  
(Fuente: Comisión)

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

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7, fracciones 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 Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, 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 de Desarrollo.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan de Desarrollo, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 24.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
<b>Perforación</b>	<b>3</b>		
<b>Terminación</b>	<b>3</b>		
<b>Reparaciones mayores</b>	<b>45*</b>		
<b>Reparaciones menores</b>	<b>75**</b>		
<b>Ductos</b>	<b>0</b>		
Abandono			
<b>Taponamientos</b>	<b>69***</b>		

\* El plan propone la ejecución de 48 RMA, 3 de ellas con posterioridad a la vigencia de la Asignación.

\*\* El plan propone la ejecución de 78 RME, 3 de ellas con posterioridad a la vigencia de la Asignación.

\*\*\* El plan propone el taponamiento de 82 pozos a la vigencia de la Asignación, 13 de ellos se realizarán con posterioridad a la vigencia de la misma.

**En consecuencia, las actividades materia de aprobación del presente Dictamen son referidas en la presente tabla.**

Tabla 24. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan de Desarrollo, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 25.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
<b>Desarrollo</b>				
i.	General	8.79		
ii.	Perforación de pozos	8.32		
iii.	Construcción Instalaciones	0.03		
<b>Producción</b>				
iv.	General	92.21		
v.	Pruebas de Producción	0.00		
vi.	Ingeniería de Yacimientos	0.32		
vii.	Construcción Instalaciones	11.66		
viii.	Intervención de Pozos	23.23		
ix.	Operación de Instalaciones de Producción	10.28		
x.	Ductos	1.02		
xi.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	6.21		
<b>Abandono</b>				
xii.	Desmantelamiento de instalaciones	5.01		
<b>Total Programa de Inversiones</b>		<b>167.07</b>		
<b>Otros Egresos*</b>		<b>0.82</b>		
<b>Gastos totales</b>		<b>167.89</b>		

\*Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.

Tabla 25. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera 2019 - 2034.

(Fuente: Comisión)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 26.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen (2019-2034)
Producción de aceite programada (mbd)	1.77	2.29	1.86	1.63	1.55	1.63	1.52	1.14	0.97	1.19	1.12	1.07	0.96	0.71	0.49	0.35	7.40 MMb
Producción de aceite real (mbd)																	
Porcentaje de desviación																	
Producción de gas programada (MMpcd)	4.52	7.13	6.71	6.15	5.65	5.6	5.48	4.79	3.97	4.09	3.76	3.63	3.3	2.45	1.72	1.24	25.64 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)																	
Porcentaje de desviación																	

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión)

## VI. Sistema de Administración de Riesgos

En base al oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1417/2019, esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la A-0195-M-Campo Los Soldados, sin perjuicio de la obligación de PEP 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 Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) informó, entre otras cosas lo siguiente:

"(...)

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0201-M-Campo Madrefil, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

*"TERCERO. - Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue."*

2. Ajustarse a lo establecido en 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, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (LINEAMIENTOS); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN.

## VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados sin perjuicio de la obligación de PEP 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 mismo.

En relación con la opinión emitida por la SE mediante oficio UCN.430.2019.0466 de fecha 04 de septiembre del 2019, suscrito por la Titular de la Unidad de Contenido Nacional, como respuesta al oficio 250.549.2019 informa que es plausible que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2019-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.

Adicionalmente, la SE recomienda lo siguiente "dentro de los conceptos que componen las actividades petroleras desglosadas en el Programa de Inversiones, se incluyan actividades encaminadas a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular, en los nodos regionales donde tenga operación PEMEX para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados."

## VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, fracción II, 7 fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable.

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

La toma de información propuesta a realizar en la Asignación, durante las perforaciones e intervenciones de pozos programadas permitirán, a través de la toma de núcleos, registros convencionales y especiales de pozos, así como también con la actividad de la actualización al modelo geológico a nivel de los dos yacimientos coadyuvará a conocer el potencial del yacimiento e implementar algún método de recuperación secundaria y mejorada, acelerando de esta forma el desarrollo del conocimiento potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

De acuerdo con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas (periodo 2019-2034) en la modificación al Plan de Desarrollo por el Asignatario, consiste en incorporar 3 pozos adicionales con objetivo en el Mioceno, así como 45 RMA y 75 RME (instalación de BN, limpiezas y estimulaciones) para el mantenimiento de la producción, que contribuyen a recuperar para ese periodo un volumen de 7.40 MMb y 25.64 MMMpc respectivamente, lo que dará como resultado una recuperación del 38.6% para el aceite y 50.7% para el gas. Se estima que el factor de recuperación final al límite económico (año 2048) será de 39.1% para el aceite y 52.5% para el gas.

### **c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país**

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2019-2034 consisten en 3 perforaciones y terminaciones, 45 reparaciones mayores y 75 reparaciones menores. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de extracción y la información del yacimiento permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación en beneficio del país.

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

La estrategia de explotación que presenta el Asignatario para los yacimientos de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones



aprendidas. La recuperación de hidrocarburos del campo Los Soldados en el yacimiento Mioceno, en la actualidad se sustenta con la recuperación primaria.

Para el proceso de diseño se analizaron diversas opciones tecnológicas para aplicarse durante el presente Plan de Desarrollo para la Extracción, identificando las áreas de especialidad, así como los beneficios esperados.

Dichas tecnologías son: la perforación con motor rotatorio de fondo, los registros en tiempo real durante la perforación, el uso de Cople de cementación múltiple y empacador inflable, la operación del BN en la explotación de los yacimientos del campo, válvulas motoras, el uso de PLT, WFL, estimulaciones no ácidas y las limpiezas de aparejo de producción (para evitar la disminución de los gastos de producción contemplados debido a incrustaciones), resultan adecuadas para las condiciones de los yacimientos del Campo.

Una vez analizada la información remitida por PEP, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Asignatario son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro de la Asignación, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara en condiciones económicamente viables.

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

El 20 de junio de 2018, previo a la presentación de la Solicitud, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento a la MAG.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan, diversa información relacionada con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que el Asignatario cumple con la meta de aprovechamiento de gas, incluso está por arriba del cumplimiento mínimo del aprovechamiento que es del 98 %.

Cabe hacer mención que la Solicitud considera actualizaciones respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, sin embargo, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

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

**f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados en la solicitud de modificación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante 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

*A.*  
*M.*  
*[Signature]*

*[Handwritten marks]*  
*[Signature]*

el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

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

Respecto a las actividades propuestas por PEP en la modificación al Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

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

- iv. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- v. Se analizó la información proporcionada por PEP 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.
- vi. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con la información contenida en el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- vii. 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 250.408/2019 de fecha 18 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-015 con fecha del 22 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0201-M-Campo Madrefil, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petr6leo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petr6leo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos T6cnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el art6culo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medici6n cumplan con las

A M

Handwritten signature and initials in blue ink.

condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.

- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, 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 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. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
- b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 17, 18 y 19 del presente dictamen.
- c. 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.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Madrefil en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados con una vigencia hasta el año 2034, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con

*AM*

*[Handwritten signature]*

lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la presente Asignación, Incluyendo las relativas al Abandono, Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente, en términos de lo dispuesto en los Términos y Condiciones Cuarto y Vigésimo Cuarto del Título de Asignación, así como la normativa aplicable.

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

## IX. Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

A pesar de que el corte de agua actual del campo es del 24%; se tienen identificados los contactos agua-aceite para el yacimiento y que no se tiene observado un acuífero activo que influya en la explotación de los hidrocarburos, se recomienda continuar con el seguimiento del contacto agua-aceite correspondiente a la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados. Lo anterior, considerando el tiempo que lleva produciendo el campo y el nivel actual del contacto. Por lo tanto, se requieren tomar medidas oportunas enfocadas a estabilizar el corte de agua y lograr obtener el volumen de reservas esperado sin incrementar de manera abrupta el corte de agua, operando los pozos a bajos gastos y de forma controlada.

Así mismo, se recomienda la toma de información, a fin de monitorear constantemente la presión del yacimiento, ya que se ha alcanzado la presión de saturación. De igual manera y dadas las condiciones de presión actual del yacimiento, se recomienda evaluar escenarios que consideren la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como la evaluación integral de campos vecinos que comparten características similares del sistema roca-fluido, mecanismos de producción de los yacimientos y el uso infraestructura, con la finalidad de optimizar los procesos de producción y administración de yacimientos, atendiendo con ello, lo dispuesto por los Lineamientos de Recuperación secundaria y mejorada.

Aunado a lo anterior, es importante monitorear y optimizar los gastos de gas de inyección de bombeo neumático, a fin de optimizar los costos por inyección de gas en los pozos que operan y los pozos productores que se tienen contemplados en la presente modificación del Plan para operar a BN.

A mediano plazo se debe contemplar la factibilidad técnico-económica de operar pozos con producción marginal con algún sistema artificial diferente al BN, tales como Bombeo Mecánico (BM) o Émbolo Viajero (EV), para incrementar el factor de recuperación y alargar la vida productiva de los pozos, disminuyendo con ello costos de operación.

El Asignatario, deberá realizar las actividades de abandono de conformidad con los términos y condiciones del Asignación y las Mejores Prácticas de la Industria, esto incluye el retiro y desmantelamiento de materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, desmontaje y retiro de plantas, líneas, instalaciones, maquinaria y equipos utilizados para la realización de las actividades. Además, buscar y evaluar alternativas que permitan disminuir los costos de las actividades de abandono (pozos, ductos y líneas en peras).

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente CNH:5S.7/3/44/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0195-M-Campo Los Soldados.

## X. Opinión de la Modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación

Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del Anexo Único, se advierte que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

Dado lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento, se somete consideración de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el Anexo Único.

**ELABORÓ**

**MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA  
BENAVIDES**

Director General Adjunto  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**ELABORÓ**

**ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN**

Directora de Área  
Dirección General de Medición y  
Comercialización de la Producción

**ELABORÓ**

**MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA**

Directora General Adjunta  
Dirección General de Prospectiva y  
Evaluación Económica

**REVISÓ**

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ  
MORENO**

Directora General  
Dirección General de Medición y  
Comercialización de la Producción

REVISÓ

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**

Director General

Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

REVISÓ

**MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA**

Director General

Dirección General de Prospectiva y  
Evaluación Económica

AUTORIZÓ

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN  
Y SU SUPERVISIÓN

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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 de la Asignación A-195-M Campo Los Soldados.

777