

# CNH

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción de Hidrocarburos

**Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta**

Pemex Exploración y Producción

Marzo 2020

*[Handwritten signatures]*



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx



<b>I.</b>	<b>IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA.....</b>	<b>4</b>
<b>II.</b>	<b>ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN.....</b>	<b>5</b>
<b>III.</b>	<b>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>IV.</b>	<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>V.</b>	<b>ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN .....</b>	<b>8</b>
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	8
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	11
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	11
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	13
E)	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	19
F)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....	24
G)	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	25
H)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 30	
I)	PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	46
<b>VI.</b>	<b>MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....</b>	<b>52</b>
<b>VII.</b>	<b>SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....</b>	<b>56</b>
<b>VIII.</b>	<b>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....</b>	<b>57</b>
<b>IX.</b>	<b>OPINIÓN A LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN .....</b>	<b>58</b>
<b>X.</b>	<b>OPINIÓN A LA MODIFICACIÓN DEL TÉRMINO Y CONDICIÓN CUARTO DEL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN .....</b>	<b>59</b>
<b>XI.</b>	<b>SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....</b>	<b>59</b>
A)	ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	60

- 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..... 60*
- C) *LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS ..... 60*
- D) *PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....61*
- E) *LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....61*
- F) *EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....61*
- G) *MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 62*



## I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción, adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, con facultades para representar a Pemex en términos de los artículos 40, fracción I; 42, fracción I, numeral 10, inciso d); y 100, fracción I del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción respecto del cual cabe hacer mención que la liga electrónica de consulta oficial en el Diario Oficial de la Federación (DOF) fue publicada el 26 de julio de 2019. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	Datos de la Asignación
Nombre	A-0122-M-Campo Eltreinta
Estado y municipio	Veracruz
Área de Asignación	21.973 km <sup>2</sup>
Fecha de modificación del Título	28 de julio 2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Mioceno Medio
Colindancias	Campos Bedel, Pálmara y Gasífero

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0122 Campo Eltreinta.

Posteriormente, con fecha 28 de julio de 2016, la Secretaría de Energía, modificó, previa opinión favorable de la Comisión, el entonces Título de Asignación A-0122-Campo Eltreinta, emitiendo el nuevo identificado como A-0122-M-Campo Eltreinta, el cual se encuentra vigente.





Vértice	Coordenadas geográficas	
	Latitud	Longitud
1	95°30'00"W	17°51'30"N
2	95°30'00"W	17°51'00"N
3	95°29'30"W	17°51'00"N
4	95°29'30"W	17°50'30"N
5	95°28'30"W	17°50'30"N
6	95°28'30"W	17°50'00"N
7	95°28'00"W	17°50'00"N
8	95°28'00"W	17°49'30"N
9	95°27'30"W	17°49'30"N
10	95°27'30"W	17°48'30"N
11	95°29'30"W	17°48'30"N
12	95°29'30"W	17°49'00"N
13	95°30'00"W	17°49'00"N
14	95°30'00"W	17°49'30"N
15	95°30'30"W	17°49'30"N
16	95°30'30"W	17°50'00"N
17	95°31'30"W	17°50'00"N
18	95°31'30"W	17°51'30"N

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.  
(Fuente: Anexo I del Título de Asignación A-0122-M Campo Eltreinta).

### III. Relación Cronológica del proceso de revisión

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:5S.7/3/68/2019 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

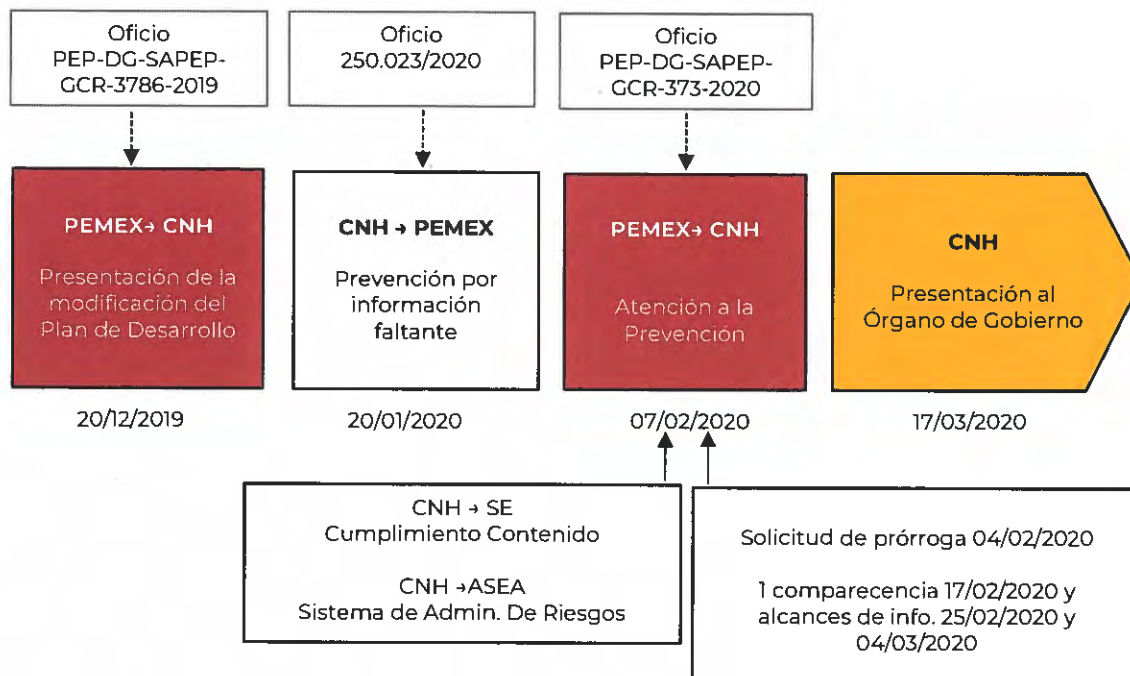


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión)

#### IV. 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 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III y IV 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 (en adelante, Lineamientos), modificados el 12 de abril de 2019".

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente modificar el Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el artículo 62, fracción II, III y IV de los Lineamientos.

*[Firma manuscrita]*

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 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 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción II, III y IV 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 cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos 2019, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) El Asignatario presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

## **V. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan**

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

Los modelos estructurales de los yacimientos se definen como una estructura anticlinal con dirección NW-SE. A continuación, se muestran las configuraciones estructurales de los yacimientos con mayor importancia de la asignación.



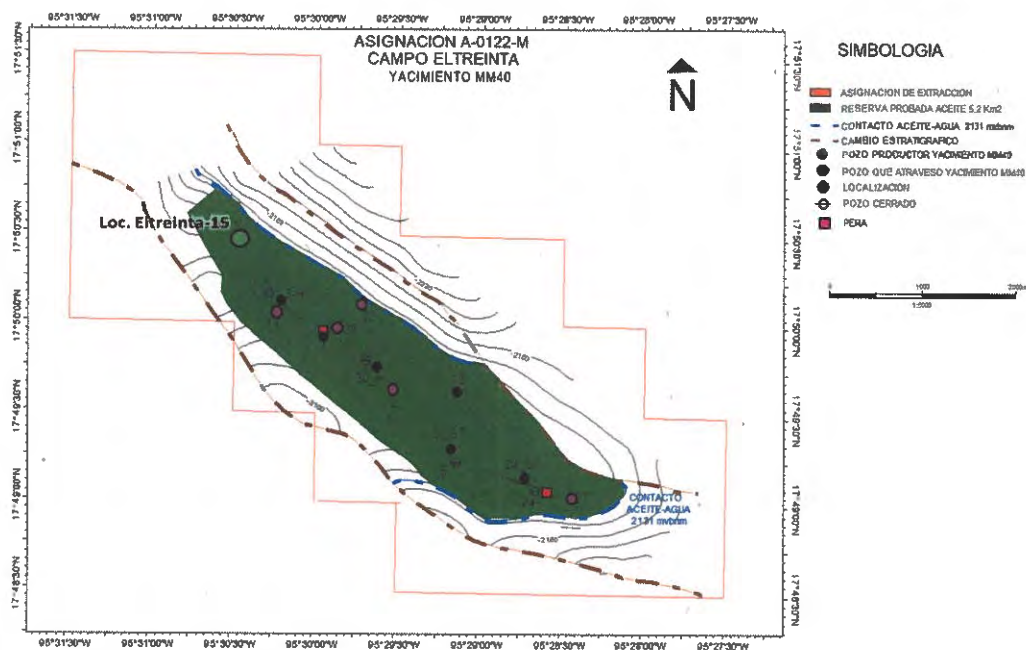


Figura 3 Configuración estructural del yacimiento MM40. (Fuente: PEP)

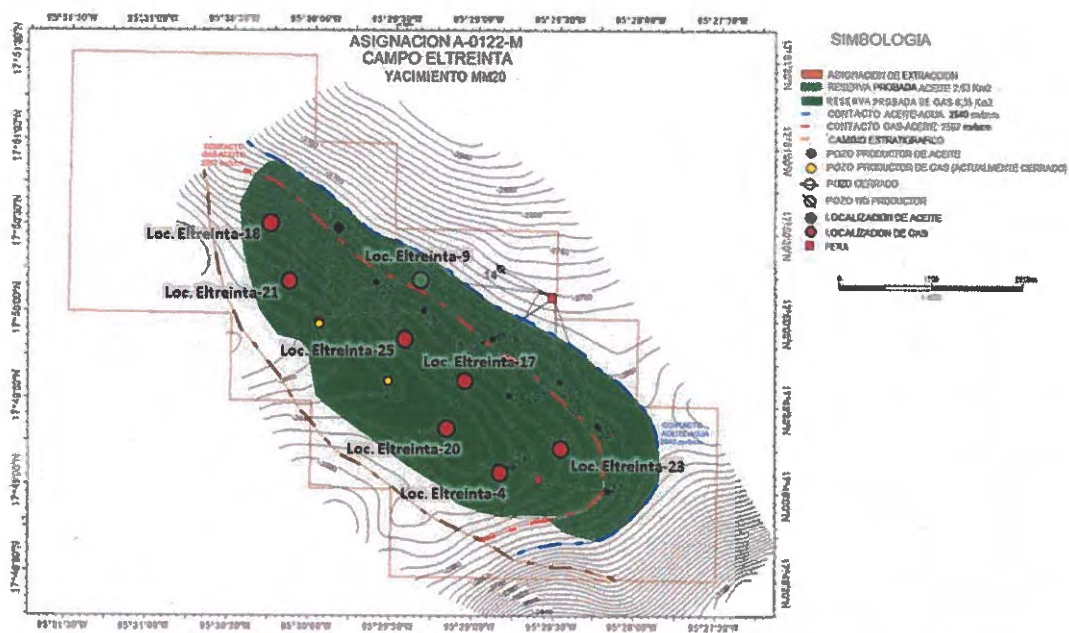


Figura 4 Configuración estructural del yacimiento MM20. (Fuente: PEP)

*[Handwritten signature]*

Características generales	Yacimiento MM20 GH	Yacimiento MM20 AN	Yacimiento MM30	Yacimiento MM35	Yacimiento MM36	Yacimiento MM40
Área (km²)	6.3	2.52	4.8	0.6	0.3	5.2
Año de descubrimiento	2013	2013	2013	2013	2017	2013
Fecha de inicio de explotación	No aplica	2014	2019	No aplica	2017	2013
Profundidad promedio (m)	2500	2450	2300	2200	2100	2085
Elevación (m)	134					
Pozos						
Número de pozos perforados	No aplica	9	1	No aplica	1	6
Produciendo	0	8	1	0	1	6
Cerrados	0	1	0	0	0	0
Con posibilidades de explotación	0	1	0	0	0	0
Sin posibilidades de explotación	0	0	0	0	0	0
Número de pozos con sistema artificial de explotación y tipo de sistema	0	1 Bombeo Mecánico	0	0	1 Bombeo Mecánico	1 Bombeo Hidráulico
Marco Geológico						
Era, periodo y época	Cenozoico/ Mioceno					
Cuenca	Terciaria de Veracruz					
Play	Mioceno medio					
Régimen tectónico	Pasivo					
Ambiente de depósito	Abanicos de piso de cuenca					
Litología almacén	Areniscas					
Propiedades petrofísicas						
Mineralogía	Arenisca					
Saturación de agua %	43.0	43.0	47.7	45.0	39.0	30.7
Porosidad (%) y tipo	20 Efectiva	15 Efectiva	14 Efectiva	19 Efectiva	15 Efectiva	17 Efectiva
Permeabilidad (mD) (Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)	22 Vertical	21 Vertical	13 Vertical	6 Vertical	7 Vertical	96 Vertical
Espesor neto y bruto promedio (m)	30.72/54	41.4/61	18.5/56	11/48	19/19	29.38/45
Relación neto/bruto (%)	56	67	33	23	100	65

Tabla 3. Características generales de los yacimientos de la Asignación A-0122-M - Campo Eltreinta. (Fuente: PEP)

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

El Título de Asignación A-0122-Campo Eltreinta, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (en adelante referido como PEMEX o Asignatario) el 13 de agosto de 2014; fue modificado el Anexo 1 en donde se modificaron los vértices de la Asignación y se incorporó el Anexo 4 referente a la Obligación de cumplir con un porcentaje mínimo de Contenido Nacional dentro del Título de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.

Con base en el artículo 62 fracción II, III y IV de los Lineamientos, el PDE de la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta se modifica debido a:

- Existe una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado
- Existe una variación en el monto total de inversión de un decremento del 25.51% respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.
- Existe una variación del treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para ese mismo año.

Por lo anterior, de acuerdo con el artículo 62 de los Lineamientos, PEMEX requiere de la modificación del PDE del área de Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, debido a que existen modificaciones en las inversiones, la actividad física y en la producción.

## **c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos**

La Asignación tiene una producción acumulada a diciembre del año 2019, de 8.51 millones de barriles (MMb) de aceite y 16.19 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas natural; la producción promedio a enero de 2020 es de 5 mil barriles diarios (Mbd) de aceite y 9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas.

Las Reservas 3P al 01 de enero de 2020 son de 14.48 MMb de aceite y 105.45 MMMpc de gas y se muestran en la Tabla 4.





Categoría de Reserva	Volumen original		Producción acumulada Nov. 2019		Reserva al límite económico		Factor de recuperación actual		Factor de recuperación final	
	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	%	%	%	%
1P	175.32	246.47	8.51	16.19	11.78	55.55	5.24	6.75	12.50	29.90
2P			8.51	16.19	14.48	91.67	4.85	6.57	13.11	43.76
3P			8.51	16.19	14.48	105.45	4.85	6.57	13.11	49.35

Tabla 4. Volumen original y Reservas propuestas al 01 de enero de 2020. (Fuente: PEP)

A continuación, en las Figuras 5 y 6 se pueden observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas de los años, 2016-2019 y la propuesta de 2020 para la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.

### Reservas de aceite MMB

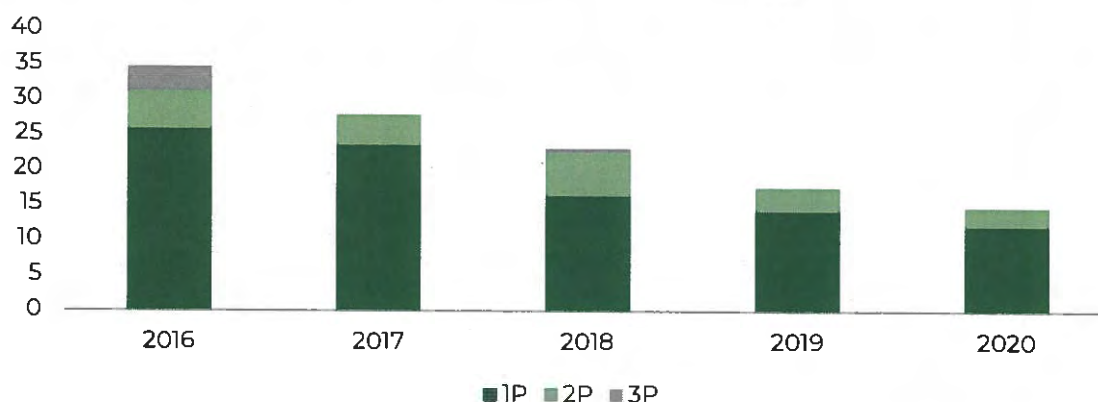


Figura 5. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

### Reservas de gas MMMPC

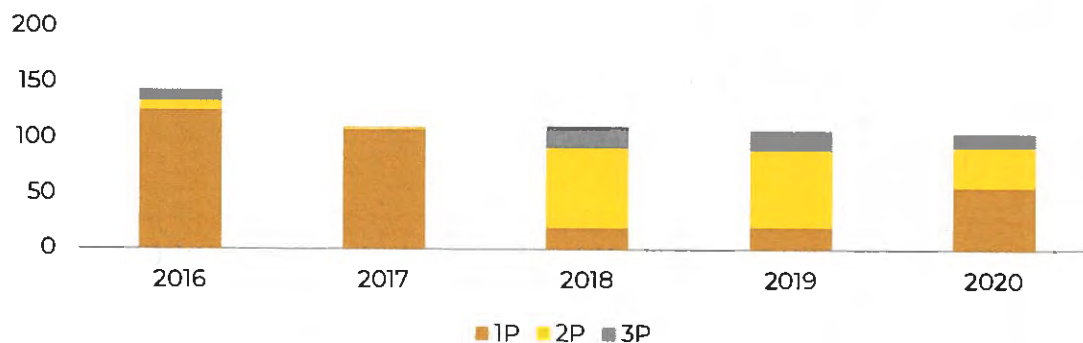


Figura 6. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

En la siguiente tabla se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente y lo real ejecutado por el Operador en la Asignación en un periodo comprendido entre el 01 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2019, así como lo propuesto en el Plan nuevo a la vigencia de la Asignación.

Descripción	Unidades	Plan vigente 2015-2034	Real 2015 – 2019	Plan Nuevo (2020 – 2034)
Perforación de pozos	Número	18	11	13
Terminaciones		18	12	13
RMA		14	6	11
RME		0	53	672
Ductos		0	0	1
Plataformas / Peras		0	0	1
Reserva 1P	MMbpce	34.2 <sup>(3)</sup>	17.7 <sup>(4)</sup>	22.88 <sup>(5)</sup>
Reserva 2P		47.1 <sup>(3)</sup>	34.38 <sup>(4)</sup>	32.52 <sup>(5)</sup>
Reserva 3P		64.4 <sup>(3)</sup>	38.06 <sup>(4)</sup>	35.17 <sup>(5)</sup>
Volumen de aceite a extraer	MMb	26.1	8.1	14.48
Volumen de gas a extraer	MMMpc	12.8	15.5	75.69
Inversión	MMUSD	488.5	86.4	199.69
Gasto de Operación		81.9	6.8	131.22

Nota 1: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Nota 2: Paridad 20.5 pesos/usd.

3. La reserva propuesta del Plan Vigente certificadas al 1º de enero de 2014.

4. Reservas al 1 de enero de 2019

5. Reservas propuestas al 1 de enero de 2020

5. Inversiones y gastos de operación del Plan Vigente referidos a millones de usd@2019.

*Tabla 5 Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación  
(Fuente: CNH).*

En la Tabla 6 se presenta un comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo Vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario, así como las inversiones programadas y ejecutadas de 2015 a 2019.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP realizó 11 perforaciones, 12 terminaciones, 6 RMA y 53 RME dentro del área de la Asignación.

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>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>
2015	4.2	1.9	2.9	6.0	6	2	6	3	1	2	0	7	65.9	25.6	5.9	0.6
2016	5.7	5.0	2.9	7.6	6	4	6	4	1	0	0	9	66.0	21.1	8.0	0.3
2017	5.9	4.8	2.7	9.3	1	0	1	0	1	2	0	14	37.8	5.7	7.9	0.3
2018	5.9	5.2	2.4	10.2	3	3	3	3	0	2	0	11	58.5	18.9	7.9	2.7
2019	6.0	5.3	2.1	9.4	2	2	2	2	0	0	0	12	72.0	15.0	7.2	2.9
<b>TOTAL</b>	<b>10.1</b>	<b>4.7</b>	<b>8.1</b>	<b>15.5</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>53</b>	<b>300.3</b>	<b>86.4</b>	<b>36.9</b>	<b>6.8</b>

Volumen acumulado de aceite MMb

Volumen acumulado de gas MMMpc

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0122-M (Fuente: CNH)

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*Se considera únicamente gas Hidrocarburo.

<sup>1</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (Factor para la actualización es 0.962318841). El T.C. utilizado es de 13.1998 pesos/usd.

<sup>2</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

**Factores:** **Tipos de Cambio pesos/usd**

2015 = 1.046 2015 = 15.8541

2016 = 1.075 2016 = 18.6567

2017 = 1.029 2017 = 18.9291

2018 = 0.986 2018 = 19.2380

2019 = 1 2019 = 19.2617

## Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

De acuerdo con el Compromiso Mínimo de Trabajo presentado en el Anexo 2 del Título de Asignación Tabla 7 el Asignatario adquiere el compromiso de cumplir con las actividades físicas e inversiones ahí establecidas. Por lo anterior, en la Tabla 8 se presenta lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación A-0122-M.

Año	CMT.Perf.	CMT.Term.	CMT.RMA	CMT.Inv. (mmpesos@2014)*	CMT.Inv. (mmpesos@2019) <sup>5</sup>	CMT.Inv (mmusd@2019) <sup>6</sup>
2015	6	6	1	904	869.94	65.91
2016	6	6	1	905	870.90	65.98
2017	1	1	1	519	499.44	37.84
2018	3	3	0	803	772.74	58.54
2019	2	2	0	988	950.77	72.03
2020	0	0	0	687	661.11	50.09
2021	0	0	0	275	264.64	20.05
2022	0	0	0	255	245.39	18.59
2023	0	0	0	244	234.81	17.79
2024	0	0	0	232	223.26	16.91
2025	0	0	0	216	207.86	15.75
2026	0	0	0	191	183.80	13.92
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>6,219</b>	<b>5,984.7</b>	<b>453.39</b>

Tabla 7. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación A-0122-M.



<sup>4</sup>A precios de 2014.

<sup>5</sup>Inversiones del CMT actualizados a pesos@2019, El factor de utilizado para la actualización es de 0.962318841.

<sup>6</sup>Tipo de cambio utilizado 13.1998 pesos/usd.

Año	Real.Perf.	Real.Term.	Real.RMA	Real.Inv. (mmpesos)C/Año <sup>7</sup>	Real.Inv. (mmpesos@2019) <sup>8</sup>	Real.Inv (mmusd@2019) <sup>9</sup>
2015**	2	3	2	387.7	406	25.59
2016	4	4	0	366.9	394	21.13
2017	0	0	2	105.1	108	5.72
2018	3	3	2	369.4	364.30	18.94
2019	2	2	0	289.6	289.63	15.04
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>1,518.8</b>	<b>1,562.0</b>	<b>86.41</b>

Tabla 8. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación A-0122-M (agosto de 2014 - 1 de enero de 2020).

\*\*Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (sin actividad).

<sup>7</sup>Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a pesos@2015, pesos@2016, pesos@2017, pesos@2018 y pesos@2019, respectivamente.

<sup>8</sup>Inversiones real actualizada a pesos@2019. Los factores utilizados para la actualización son:

Factores:

2015 = 1.046

2016 = 1.075

2017 = 1.029

2018 = 0.986

2019 = 1

<sup>9</sup>Tipos de cambio utilizados:

2015 = 15.854

2016 = 18.656

2017 = 18.929

2018 = 19.238

2019 = 19.2617

Año	Perf. (Real-CMT)	Term. (Real-CMT)	RMA (Real-CMT)	Inv. (CMT-Real) (mmusd@2019)
2015	-4	-3	1	-40.3
2016	-2	-2	-1	-44.8
2017	-1	-1	1	-32.1
2018	0	0	2	-39.6
2019	0	0	0	-57.0
<b>Total</b>	<b>-7</b>	<b>-6</b>	<b>3</b>	<b>-213.9</b>

Tabla 9. Desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado (2015 a 1 de enero de 2020) por el Asignatario.

Respecto a las desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado el Asignatario manifestó que se debió:

- Falta de perforación de pozos por restricción presupuestal.
- Remediación a pozos que presentaron canalización de agua en su etapa de terminación por la falla en la adherencia.
- Por diferimiento de la perforación y terminación de pozos y construcción de líneas de descarga

### Plan Modificado

La actividad contemplada para la Modificación del Plan para la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, se muestra en la Tabla 10.

Actividad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Perforación</b>	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Terminación</b>	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>RMA</b>	1	4	1	1	0	0	0	0	0	0	3
<b>RME</b>	14	35	44	52	66	66	72	68	60	57	51
<b>Ductos</b>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taponamientos</b>	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1
<b>Abandono de ductos</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Inversión</b>	29.0	22.7	11.4	10.2	9.6	12.4	10.5	10.0	9.3	8.5	13.1
<b>Gasto de operación</b>	11.2	11.7	11.0	10.2	9.3	8.0	7.0	5.9	4.9	4.0	3.3

Actividad	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
<b>Perforación</b>	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>13</b>
<b>Terminación</b>	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>13</b>
<b>RMA</b>	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>11</b>
<b>RME<sup>1</sup></b>	33	25	27	2	0	0	0	0	0	0	0	<b>672</b>
<b>Ductos</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>1</b>
<b>Taponamientos</b>	6	1	3	6	0	0	0	0	0	8	3	<b>30</b>
<b>Abandono de ductos</b>	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3	<b>4</b>
<b>Inversión</b>	22.8	13.0	7.0	6.0	5.1	5.3	5.1	5.4	5.1	5.5	3.4	<b>230.6</b>
<b>Gasto de operación<sup>2</sup></b>	10.0	14.2	11.6	8.9	7.0	5.6	4.3	3.1	2.0	0.6	0.0	<b>153.8</b>

1. se excluyen las tomas de información

2. adicional se tiene un monto de 54.74 MMUSD por el concepto otros egresos que considera las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento y abandono a las instalaciones fuera de la Asignación.

Tabla 10. Propuesta de actividad para la Modificación del PDE.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Sin perjuicio de lo anterior, el Asignatario deberá tomar en consideración que el límite económico de la Asignación se encuentra previsto hasta el año 2040, aunque la vigencia de ésta 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.

- Un supuesto de modificación en el Plan de Desarrollo es que existe una variación del número de pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado a continuación se muestra la comparación de los pozos del Plan Vigente y el Plan nuevo.

Plan	Actividad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Plan Vigente	Perforación	6	6	1	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18
Plan Modificado							4	2	0	0	0	5	2	0	0	13
Real		2	3	1	3	2										11

Tabla 11. Comparación de pozos Plan vigente, Plan modificado y pozos realizados (Fuente: PEP)

Como se observa en la tabla anterior para el año 2020 el Operador ya no tiene pozos documentados en el Plan Vigente, ya que la actividad estaba propuesta de 2015 a 2019, por lo que el Asignatario está presentando la modificación al PDE.

En la siguiente tabla se muestra el tipo de hidrocarburo y el yacimiento objetivo de los futuros pozos.

Pozo	Tipo de pozo e Hidrocarburo	Yacimiento
Localización Eltreinta 10	Tipo I (Aceite)	MM30
Localización Eltreinta 9	Tipo I (Aceite)	MM20
Localización Eltreinta 31	Tipo II (Aceite)	MM30
Localización Eltreinta 33	Tipo II (Aceite)	MM30
Localización Eltreinta 35	Tipo II (Aceite)	MM30
Localización Eltreinta 15	Tipo II (Aceite)	MM40
Localización Eltreinta 17	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 18	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 20	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 21	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 23	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 25	Tipo III (Gas)	MM20 GH
Localización Eltreinta 4	Tipo III (Gas)	MM20 GH

Tabla 12. Localizaciones y tipo de hidrocarburos (Fuente: PEP)

En la Figura 7 y 8 se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan Vigente, producción histórica real y el escenario propuesto en la Modificación al Plan, tanto para aceite como para gas.

Los yacimientos que aportan mayor cantidad de aceite es el MM40, MM30 y MM20AN para el caso del gas es el yacimiento MM20GH.

Aceite	Plan vigente 2020-2050	Plan Modificado 2020-2034	NP [mmb] (2013-2034)
Volumen a recuperar [mmb]]	23.31	14.48	22.99



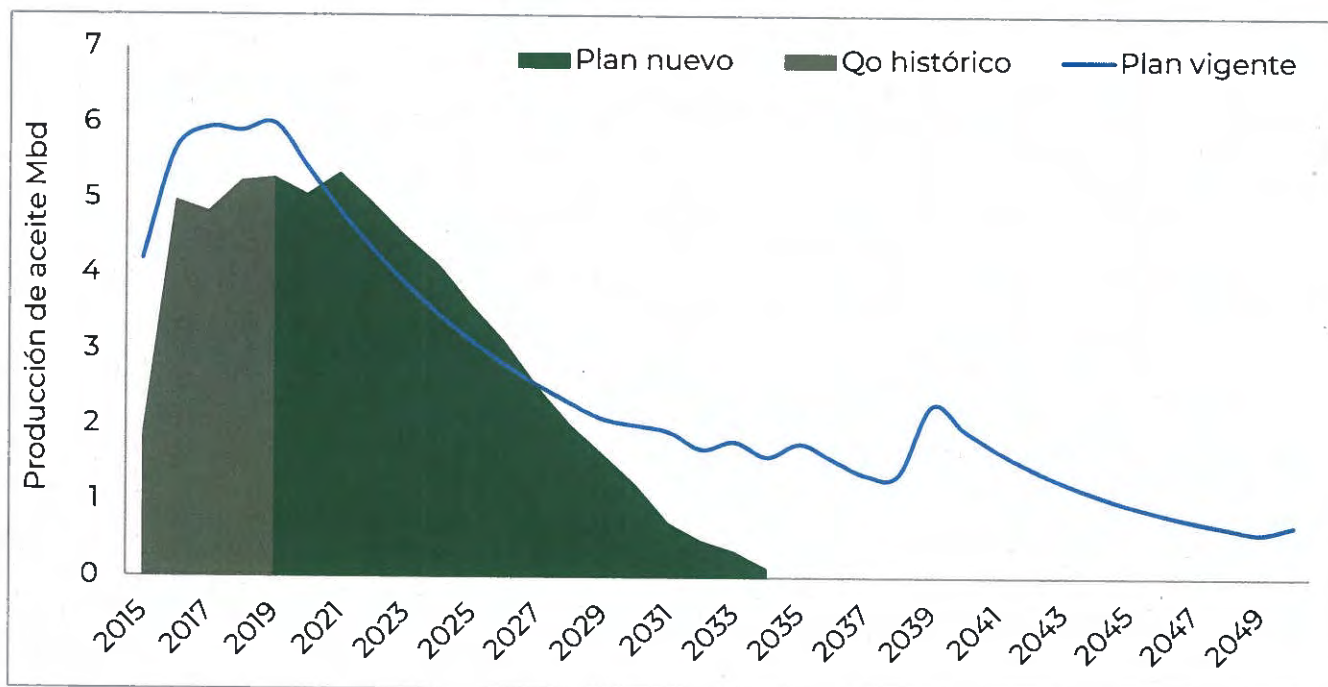


Figura 7. Pronóstico de producción de aceite.(Mbd) (Fuente: PEP)

Gas	Plan vigente 2020-2050	Plan Modificado 2020-2040	GP [MMMPC] (2013-2040)
Volumen a recuperar [mmmpec]	54.02	105.45	121.47

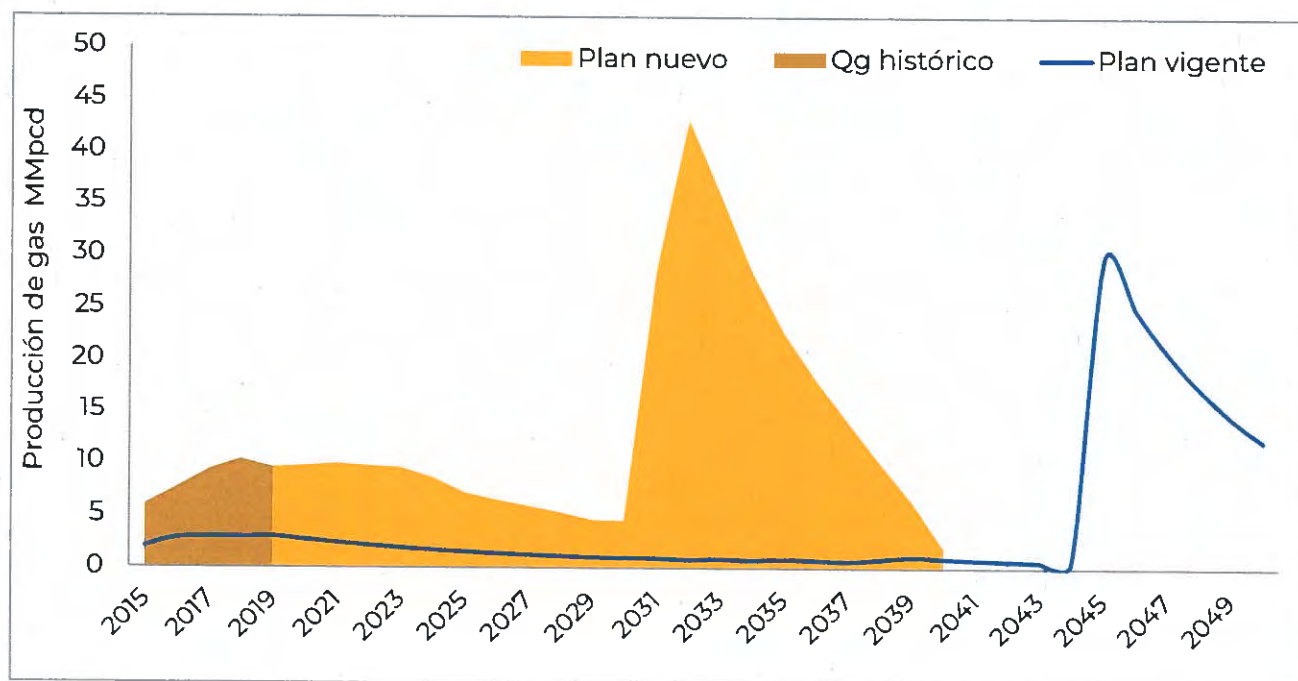


Figura 8. Pronóstico de producción de gas. (MMpcd)(Fuente: PEP)

Otro de los supuestos de modificación al Plan de Desarrollo es el siguiente:

- Existe una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Para 2019 el volumen pronosticado del Plan vigente era de 2.189 mmb de aceite y 1.075 mmmpc de gas y el volumen real recuperado para 2019 es de 1.928 mmb de aceite y 3.454 mmmpc de gas lo que representa un 12% menos para el caso del aceite y un incremento de 221% para el gas.

	Aceite MMB	Gas MMMPc	PCE MMB
<b>Plan vigente 2019</b>	2.189	1.075	2.396
<b>Plan real 2019</b>	1.928	3.454	2.592
<b>Diferencia de producción</b>	12% menos	221 % más	8% más

*Tabla 13. Comparativo de producción programada y real para el año 2019. (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)*

#### **e) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo**

Con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, así como para aprovechar la infraestructura actual, reducir riesgos e incertidumbre involucrados en la estrategia de desarrollo, se analizan las posibles estrategias de explotación.

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Indicadores de rentabilidad
- Tiempo de recuperación de la reserva
- Volumen de reserva a recuperar
- Riesgos operativos
- Tipos de intervención
- Instalaciones disponibles.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:



## Alternativa 1

Propone continuar con la explotación de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta mediante el mantenimiento de la producción base, al realizar, estimulaciones, reparaciones menores y limpiezas de aparejo, así como la producción incremental asociada a 11 reparaciones mayores, con la infraestructura existente, con los SAP de los pozos actuales (1 bombeo hidráulico y 2 bombeos mecánicos) y la conversión a estos sistemas de los demás pozos existentes según aplique, para recuperar un volumen de 10.27 MMb de aceite y 44.97 MMMpc, con un factor de recuperación de 10.71% para el aceite y 24.82 % de gas a la vigencia de la Asignación y al límite económico de la Asignación un volumen a recuperar de 10.27 MMb de aceite y 54.01 MMMpc de gas, para un factor de recuperación final de 10.71% para el aceite y 28.48 % para el gas.

## Alternativa 2 (seleccionada)

Propone continuar con la explotación de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta mediante el mantenimiento de la producción base, realizando estimulaciones, reparaciones menores y limpiezas de aparejo, así como la producción incremental asociada a 11 reparaciones mayores, a 13 perforaciones y 13 terminaciones con la infraestructura existente más una nueva macropera y un ducto, con los SAP de los pozos actuales (1 bombeo hidráulico y 2 bombeos mecánicos) y la conversión a estos sistemas de los demás pozos existentes según aplique, para recuperar un volumen de 14.48 MMb de aceite y 75.69 MMMpc, con un factor de recuperación de 13.11 % para el aceite y 37.28 % de gas a la vigencia de la Asignación y al límite económico de la Asignación un volumen a recuperar de 14.48 MMb de aceite y 105.45 MMMpc de gas, para un factor de recuperación final de 13.11 % para el aceite y 49.35 % para el gas, por lo anterior, el Asignatario plantea esta propuesta.

La Tabla 14, Figura 9 y 10 presentan la comparación de las actividades a realizar y las gráficas de producción de aceite y gas para las diferentes alternativas.



Características	Alternativa 1	Alternativa 2 Elegida
<b>Metas Físicas (Número)</b>		
Perforación y terminación	0	13
Reparaciones mayores	11	11
Reparaciones menores	439	672
Ductos	0	1
<b>Producción</b>		
Aceite (mmb)	10.27	14.48
Gas (mmmpc)	54.01	105.45
<b>Gastos de operación (mmUSD)</b>	91.5	153.85
<b>Inversiones (mmUSD)</b>	168	230.59
<b>Indicadores económicos</b>		
VPN AI (mmUSD)	404.17	586.95
VPN DI (mmUSD)	92.65	143.83
VPI (mmUSD)	104.09	143.28
VPN/VPI AI	3.88	4.10
VPN/VPI DI	0.88	1.00

Tabla 14. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: PEP)

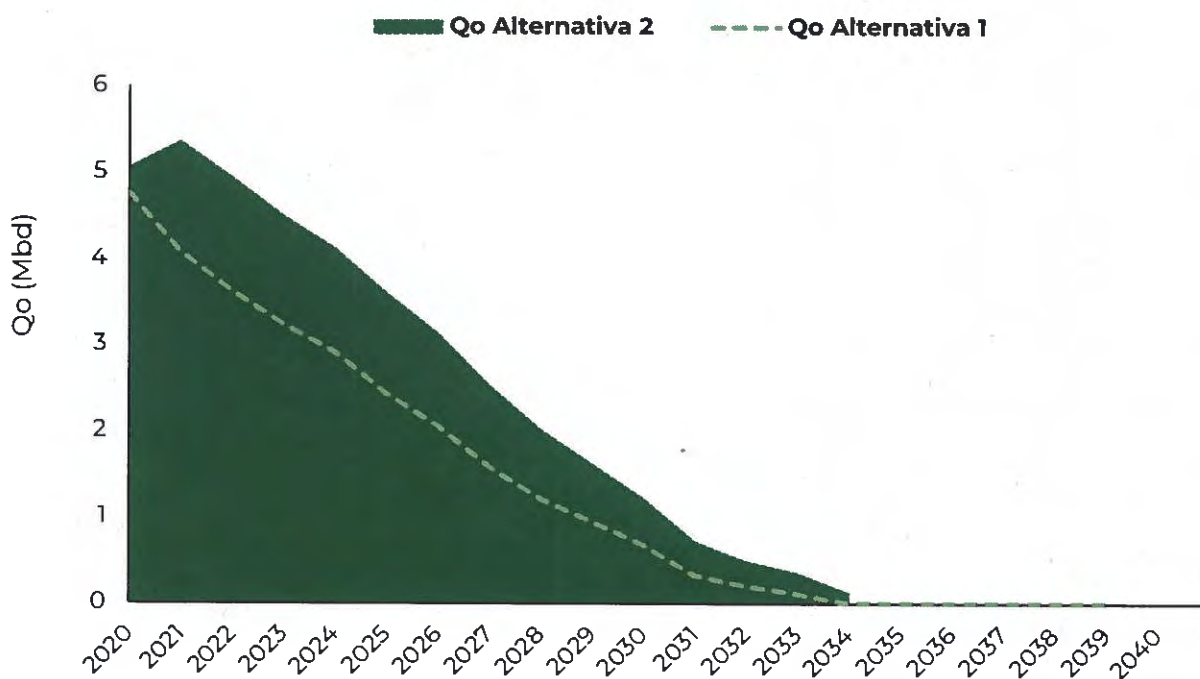


Figura 9. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas (Mbd).  
(Fuente: CNH con información de PEP)

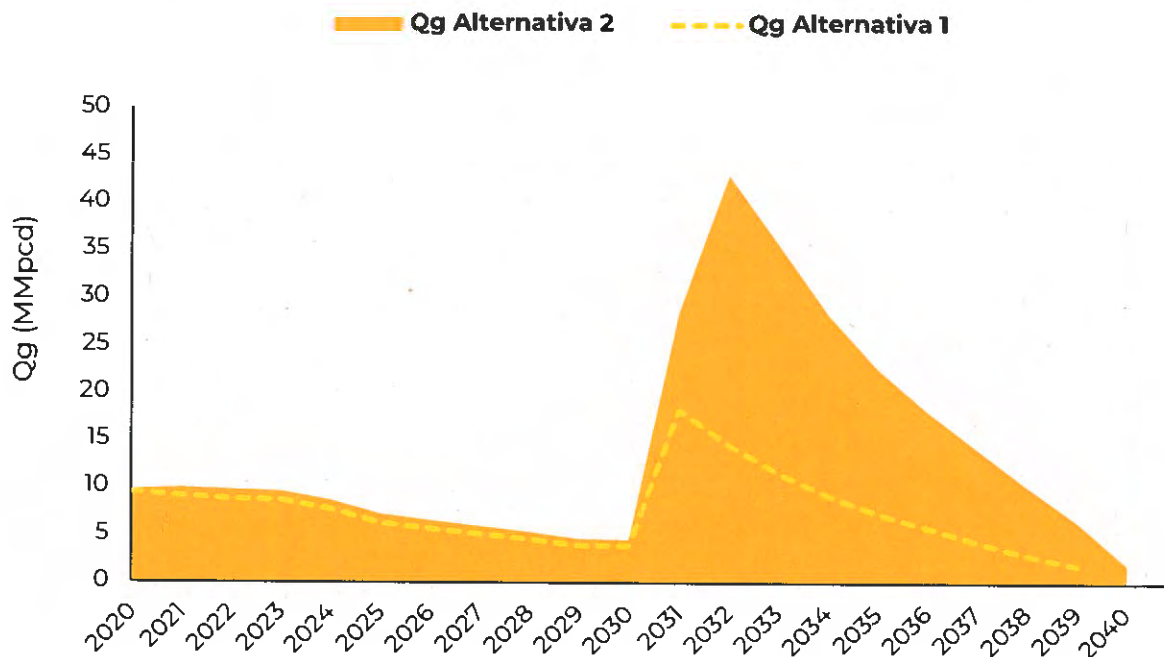


Figura 10. Pronóstico de producción de gas de las alternativas (MMpcd).  
(Fuente: CNH con información de PEP)

En la siguiente tabla se presentan los pronósticos de las alternativas evaluadas siendo la alternativa 2 la elegida por el operador.

Aceite y gas	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Alternativa 1 (mbd)	4.8	4.1	3.6	3.2	2.9	2.4	2.1	1.6	1.2	0.9	0.7
Alternativa 1 (mmpcd)	9.4	9.0	8.7	8.6	7.6	6.2	5.6	5.1	4.5	3.9	3.9
Alternativa 2 (mbd)	5.1	5.3	4.9	4.5	4.1	3.6	3.1	2.5	2.0	1.6	1.2
Alternativa 2 (mmpcd)	9.6	9.8	9.6	9.5	8.5	7.1	6.4	5.9	5.2	4.5	4.4

Aceite y gas	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Alternativa 1 (mbd)	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alternativa 1 (mmpcd)	18.2	14.4	11.5	9.1	7.3	5.8	4.3	3.0	1.8	0.0
Alternativa 2 (mbd)	0.7	0.5	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alternativa 2 (mmpcd)	28.4	42.9	35.6	28.3	22.5	18.0	14.0	10.0	6.4	1.9

Tabla 15. Pronóstico de producción de aceite y gas de las alternativas.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

La vigencia de la Asignación termina en el año 2034 y agota su vida productiva en el año 2040, esperando concluir las actividades de Abandono del campo en el siguiente año.

Sin menoscabo de lo anterior, la vigencia señalada en la presente Asignación podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta cinco años cada uno, cuando el Asignatario haya cumplido con los Términos y Condiciones de la presente Asignación y existan razones justificadas a juicio de la Secretaría de Energía para ampliar la vigencia, de acuerdo con lo establecido en el Título de la Asignación.

Aunado a la actividad física que propone el Asignatario en la alternativa elegida a continuación, se presenta una tabla resumen con los estudios y la toma de información que serán realizados en la Modificación del Plan.

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Perfil sísmico vertical	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Registros geofísicos básicos	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1	0	0
Registros de hidrocarburos	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Núcleo convencional	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estudios petrofísicos	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Modelos estáticos	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Aforos (Qo, Qg, Qw, RGA). Numero de aforos	53	65	66	66	64	63	61	60	56	51	40	41	53	48	22
Muestreo de fluidos (Qo, Fw, Salinidad). Numero de muestreo	872	1048	1056	1056	1040	1008	980	960	916	836	680	660	800	756	336
Registro de presión. RPFF y RPFC (Monitoreo de presión de yacimiento)	29	32	30	26	15	10	6	6	6	5	2	5	15	16	8

Tabla 16. Estudios y toma de información (fuente: PEP)



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

Bajo la metodología del gasto inverso (Thomas Blasingame, Valentina Bondar, J.C Palacio), se graficó  $(1/q_o)$  contra  $(N_p/q_o)$  y  $(1/q_g)$  contra  $(G_p/q_g)$  de la producción de la Asignación Eltreinta, de las curvas obtenidas se observan inflexiones que representan cambios de estrategia en el desarrollo del yacimiento.

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener la Asignación, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico del proyecto, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica.

Asignación Eltreinta	Cálculo CNH <sup>1</sup>	PEMEX
Recuperación final estimada de aceite total (MMb)	25	23

Tabla 17. Recuperación final estimada de aceite cálculo CNH.

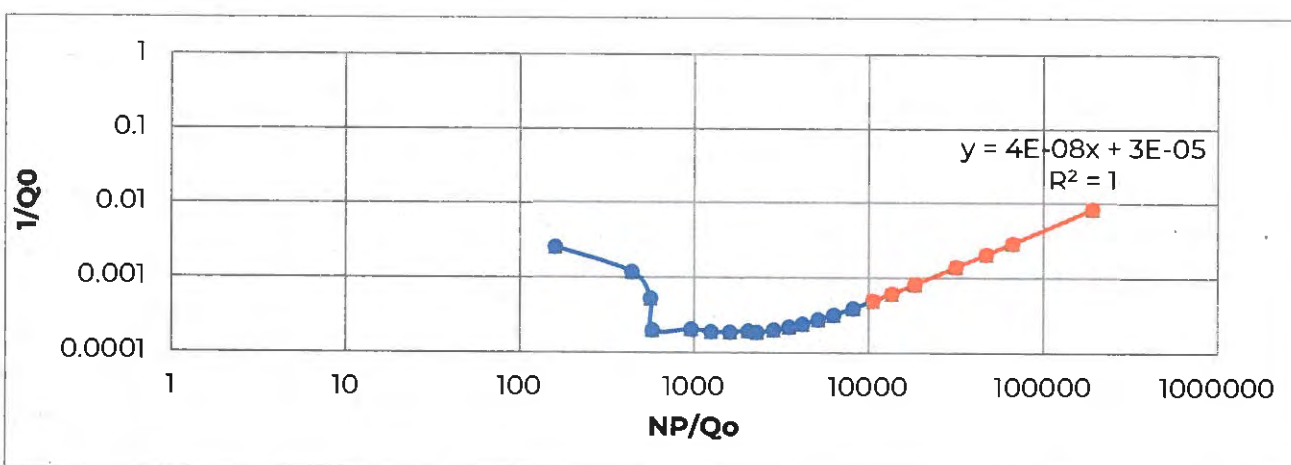


Figura 11. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH)

Asignación Eltreinta	Cálculo CNH <sup>2</sup>	PEMEX
Recuperación final estimada de gas total (MMMpc)	125	122

Tabla 18. Recuperación final estimada de gas cálculo CNH.

<sup>1</sup> El cálculo realizado es una estimación del volumen que puede ser recuperado sin tomar en cuenta el límite económico.

<sup>2</sup> El cálculo realizado es una estimación del volumen que puede ser recuperado sin tomar en cuenta el límite económico.

*[Firmas manuscritas]*

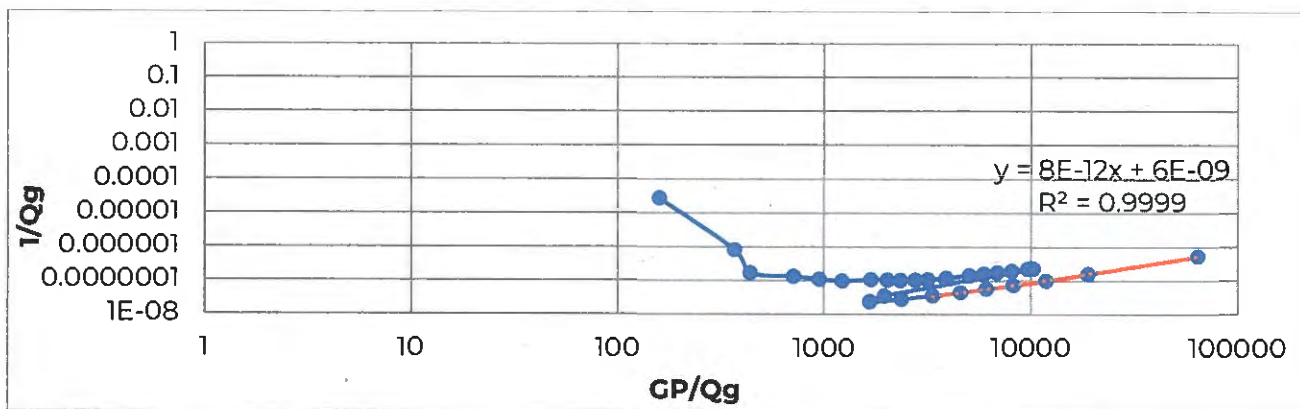


Figura 12. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH)

### g) Evaluación Económica

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a los presentados en la Solicitud de Modificación, y en los reportes mensuales del Asignatario.
- b. El desglose del Costo Total del proyecto (Programa de Inversiones y Otros Egresos), contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.
- d. Una 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 de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de 569.20 millones de dólares, correspondientes al período de 2015 a 2034<sup>3</sup>, de los cuales:

- 534.93 millones de dólares (94% del total) corresponden a inversiones, y
- 34.26 millones de dólares (6% del total) corresponden a gastos operativos.

<sup>3</sup> El año 2034 corresponde a la vigencia de la Asignación del Plan Vigente.

Como referencia, durante los primeros 5 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2019), el Operador reporta<sup>4</sup> un monto erogado del orden de **93.10** millones de dólares, (**86.35** millones de dólares de inversiones y **6.74** millones de dólares de gasto operativo), lo que representa aproximadamente el 16% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2020 a 2034, una inversión de **199.69** millones de dólares<sup>5</sup>, así como **131.22** millones de dólares de gastos operativos; para un monto total del orden de **330.91** millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 13 siguiente, lo anterior representa un decremento cercano al 25.51%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

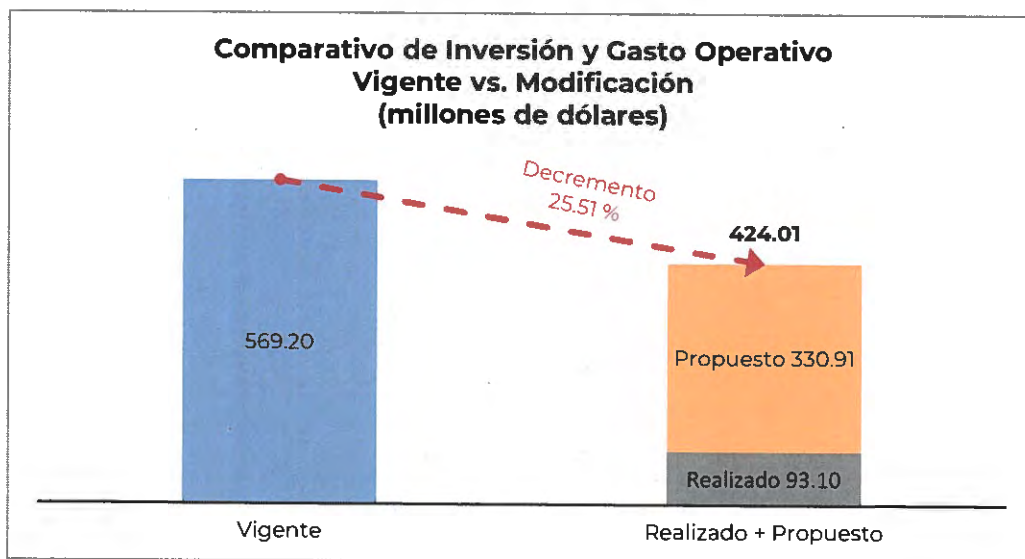


Figura 13. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por PEP)

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

## b. Desglose del Programa de Inversiones y Otros egresos

<sup>4</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

<sup>5</sup> De esta cifra, 199.69 millones de dólares, 194.14 millones corresponden a inversión en el periodo 2020-2034; y 5.54 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo a 2041.



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 330.91 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 (26.91%), Producción (71.41%) y Abandono (1.68%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 54.74 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Eltreinta.

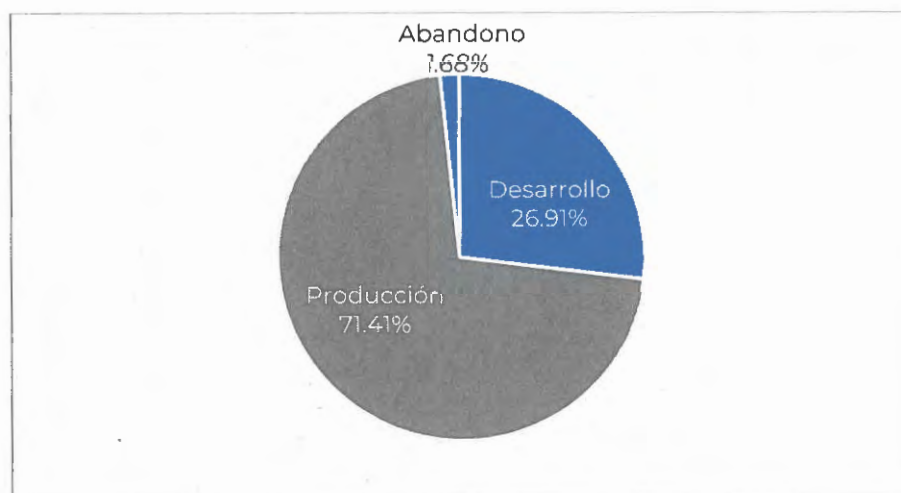


Figura 14. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General /a	48.43
	Perforación de Pozos	39.46
	Construcción Instalaciones	1.16
Producción	General /a	146.42
	Pruebas de Producción	3.62
	Ingeniería de Yacimientos	5.57

	Construcción Instalaciones	2.64
	Intervención de Pozos	51.28
	Operación de Instalaciones de Producción	9.19
	Ductos	15.68
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.91
Abandono	Otras Ingenierías	0.27
	Desmantelamiento de Instalaciones	4.57
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.70
<b>Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)</b>		<b>330.91</b>
Otros egresos <sup>/b</sup>		54.74
<b>Costos totales</b>		<b>\$385.65</b>

Tabla 19. Desglose del Costo Total del proyecto  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

a. Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales y servicios generales.

b. Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Eltreinta.

### c. Consistencia de la información económico-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.

### d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Eltreinta

#### d.1 Premisas de la evaluación económica

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

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	14.48	millones de barriles
Producción de gas	78.87	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido <sup>a</sup>	74.54	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite <sup>b</sup>	59.10	dólares por barril
Precio del gas <sup>c</sup>	3.77	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones <sup>d</sup>	198.30	millones de dólares
Gasto operativo <sup>e</sup>	131.22	millones de dólares
Otros egresos <sup>f</sup>	43.41	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Tabla 20. Premisas de la evaluación económica  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

**Notas:**

- a. Gas producido menos volumen de autoconsumo y no aprovechado.
- b. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- c. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Eltreinta) en noviembre de 2019.
- d. Corresponde al valor de 199.69 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir 74.97%. 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%.
- e. Considera un monto por 32.04 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- f. Otros Egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. 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 520.55 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 123.26 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 4.22, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 3.39.

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 166.13 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 1.35, así como una RBC de 1.29.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN de 104.80 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.85, así como una RBC de 1.17.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

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/ <sup>c</sup> (mmUSD)	520.55	166.13	104.80



VPI (mmUSD)	123.26		
VPN/VPI (USD/USD)	4.22	1.35	0.85
RBC (USD/USD)	3.39	1.29	1.17

Tabla 21. Resultados de la evaluación económica

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

- Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).
- Considera Otros Egresos por 43.41 millones de dólares.

### d.3 Consideraciones

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

Referente a la rentabilidad del proyecto, bajo las condiciones propuestas, permitirá al Asignatario recuperar la reserva remanente, en condiciones económicamente viables.

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 2020 a 2034.

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

La Asignación no cuenta con infraestructura propia para el Campo Eltreinta, los pozos se encuentran ubicados en macroperas y la producción se envía a través de un sistema de ductos de recolección.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta (en adelante, Campo Eltreinta) y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Se propone la Estación de Medición y Control Xcaanda (en adelante, EMC Xcaanda) como Punto de Medición para el petróleo (periodo de

producción de petróleo 2020-2034), donde se llevarán a cabo las actividades de cuantificación de la producción correspondiente al Campo Eltreinta, durante la vigencia de la Asignación.

Se propone que la medición de gas se lleve a cabo mediante dos etapas:

Etapa 1 (2020-2021), el volumen y calidad de los hidrocarburos del Campo Eltreinta se determina y asigna de acuerdo con lo establecido en la metodología de balance aprobada mediante el Séptimo Transitorio de los LTMMH, considerando como Punto de Medición la EMC Cauchy.

Por otro lado, para la etapa 2 (2021-2040) de medición del gas, se propone como Punto de Medición la EMC Xcaanda, cabe señalar que la cuantificación del gas se llevará a cabo mediante un patín de medición con dos trenes, los cuales cuentan con medidores de tipo ultrasónico como elemento primario de medición y serán reubicados de la EMC Campo Veinte.

La producción del Campo Eltreinta fluye de los pozos a través de ductos, desde las macroperas del campo hasta el área de trampas Bedel, donde se integra la producción en conjunto con la corriente producida por la Asignación A-0045-M-Campo Bedel, posteriormente la corriente de ambas asignaciones se dirige a la Batería de Separación Gasífero (en adelante, BS Gasífero), siendo en el cabezal de pozos de la BS Gasífero donde la producción se mezcla con la corriente de la Asignación A-0145-M-Campo Gasífero, la mezcla de las corrientes de flujo se interconecta al cabezal de separadores trifásicos de baja presión SM-01, SP-02, 03 y 04 donde se realiza la separación de las fases.

El petróleo en la BS Gasífero es segregado, entrando al sistema de lavado y deshidratado de crudo en el tanque TV-101, para posteriormente enviarse hacia el tanque TV-102 (de trasiego) el cual se encuentra conectado a la succión de las Motobombas (MB-69, 70 y 71), donde se le da la energía para comenzar el transporte por medio del oleoducto de 8" Ø X 37.02 km hacia la EMC Xcaanda, el cual es el Punto de Medición propuesto, para el manejo del petróleo producido por el Campo Eltreinta.

Por otro lado, el gas se envía a los rectificadores (FA-01 y FA-02) ubicados en la BS Gasífero, con la finalidad de retirar los líquidos que lleguen a encontrarse presentes, pasando por filtros coalescentes para remover partículas sólidas, posteriormente se dirige hacia un sistema de regulación de presión que se encuentra ubicado en la succión de los moto compresores, a la descarga de dichos moto compresores el gas se interconecta a la Estación de Recolección de Gas Gasífero (en adelante, ERG Gasífero) dirigiéndose a la Trampa de Envío de Diablos de la ERG Gasífero, con la finalidad de dirigirse hacia el Punto de Medición propuesto, la EMC Cauchy (etapa 1). En la EMC Cauchy el gas entra a

separadores ciclónicos de alta eficiencia para retirar líquidos que se hayan generado producto de la condensación en el transporte, el recorrido comienza desde la ERG Gasífero con dirección a la EMC Xcaanda por el ducto de 12" Ø X 37 km, después a través de un sistema de ductos se transporta hasta la EMC Cauchy, por medio de dos ductos el primero de 12" Ø X 30.2 km y el segundo de 10" Ø X 21.3 km, véase Figura 15.

En la descarga de los separadores ciclónicos de alta eficiencia ubicados en la EMC Cauchy, la corriente se interconecta con filtros coalescentes para retiro de partículas sólidas, procediendo a las actividades de medición una vez que el gas se encuentre acondicionado (etapa 1).

Cabe resaltar que los líquidos producto de la condensación generados en el transporte son integrados a la corriente de petróleo, cuantificándose en conjunto.

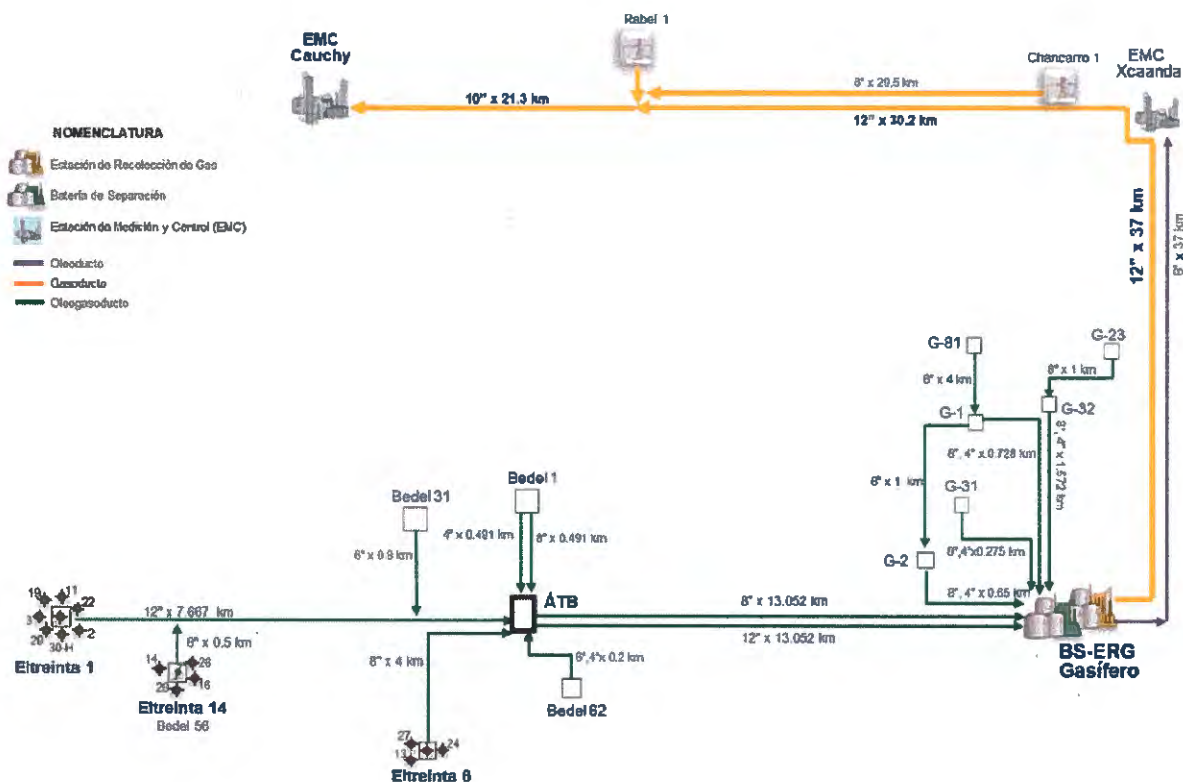


Figura 15- Red de transporte de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta. (Etapa 1)

Con respecto a la etapa 2 de cuantificación del gas, el Punto de Medición Propuesto es la EMC Xcaanda. El transporte del gas continuará con el recorrido desde los pozos del Campo el Treinta hasta la BS Gasífero, mientras que en la ERG Gasífero el gas se transportará a través del gasoducto de 12" Ø X 37 km hacia su destino final la EMC Xcaanda, véase Figura 16.



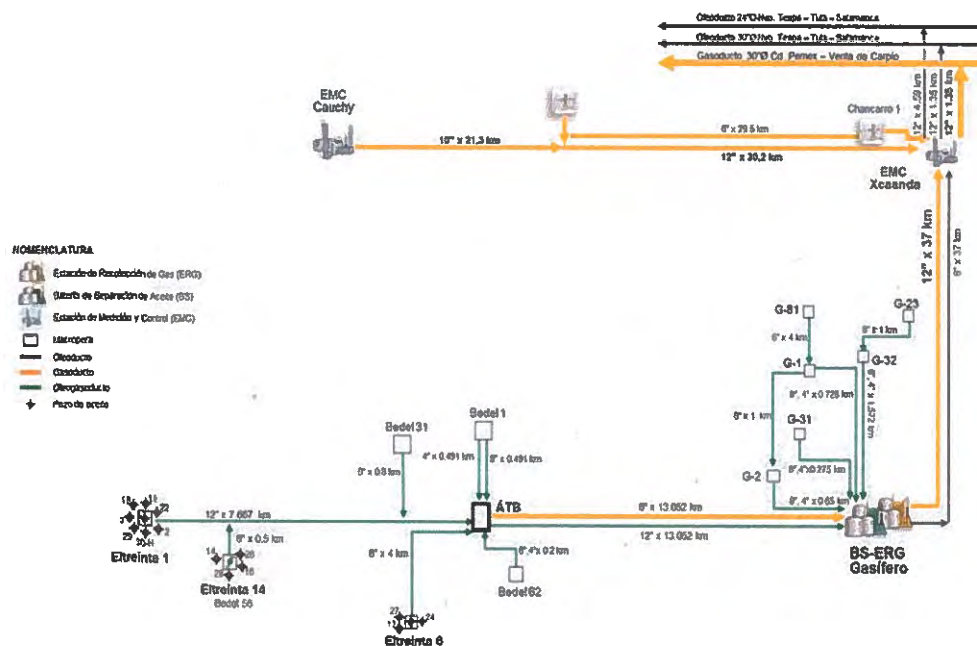


Figura 16- Red de transporte de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta. (Etapa 2)

Con respecto a la medición de tipo operacional del Campo Eltreinta, esta se realiza mediante medición convencional a boca de pozo a través de un separador de prueba portátil Tag. – IT-106, el cual se encuentra instrumentado con un medidor másico Coriolis para cuantificar el líquido y con un medidor de placa de orificio para determinar el gasto de gas. La medición de flujo de los pozos se realiza dentro de un periodo mínimo de 6 horas y máximo de 24 con la finalidad de garantizar una adecuada cuantificación de los hidrocarburos.

Mientras que, para la medición de referencia de líquidos y gases, se realiza en la BS Gasífero, en los tanques de almacenamiento verticales TV-102 y/o TV-105 (líquidos), y en el paquete de medición SM-01 el cual consiste de dos Sistemas de Medición FE-01 y FE-02, con medidores del tipo Coriolis como elementos primarios de medición (hidrocarburos gaseosos).

Cabe mencionar que para la etapa 2 de cuantificación del gas, la medición de tipo operacional y referencial se mantiene bajo los mismos términos previamente descritos.

En complemento de lo anterior el Asignatario realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas del Campo Eltreinta:

*[Firma manuscrita]*

## Medición de Petróleo

Para la cuantificación del petróleo, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifica la medición correspondiente a esta Asignación (véase Figura 17). Con respecto a la Medición Fiscal, se propone como Punto de Medición para el petróleo el siguiente:

- **Estación de Medición y Control Xcaanda (EMC Xcaanda):**

Patín de Medición PM-100 el cual consiste en tres Sistemas de Medición SM-100, 200 y 300, con medidores de tipo Coriolis como elemento primario de Medición.

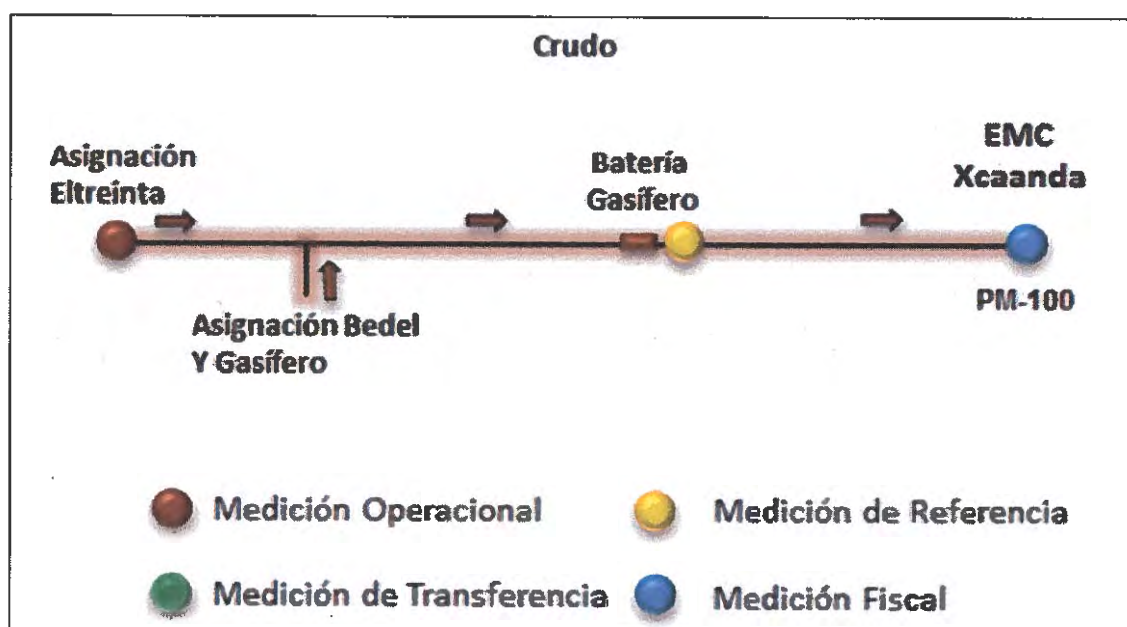


Figura 17. – Manejo y Medición de petróleo (etapa 1 y 2) de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, (Fuente: PEP)

**En esta opinión técnica la EMC Xcaanda se toma en cuenta como Punto de Medición propuesto únicamente para la producción proveniente de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.**

## Medición de Gas Natural (etapa 1)

Para la cuantificación del gas, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifica la medición correspondiente a esta Asignación (véase Figura 18). El Punto de Medición de gas propuesto para la etapa 1 correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta es el siguiente:

*[Firma manuscrita]*

- **Estación de Medición y Control Cauchy (EMC Cauchy):** Paquete de Medición PM-150 con medidores de tipo ultrasónico como elementos primarios de medición.

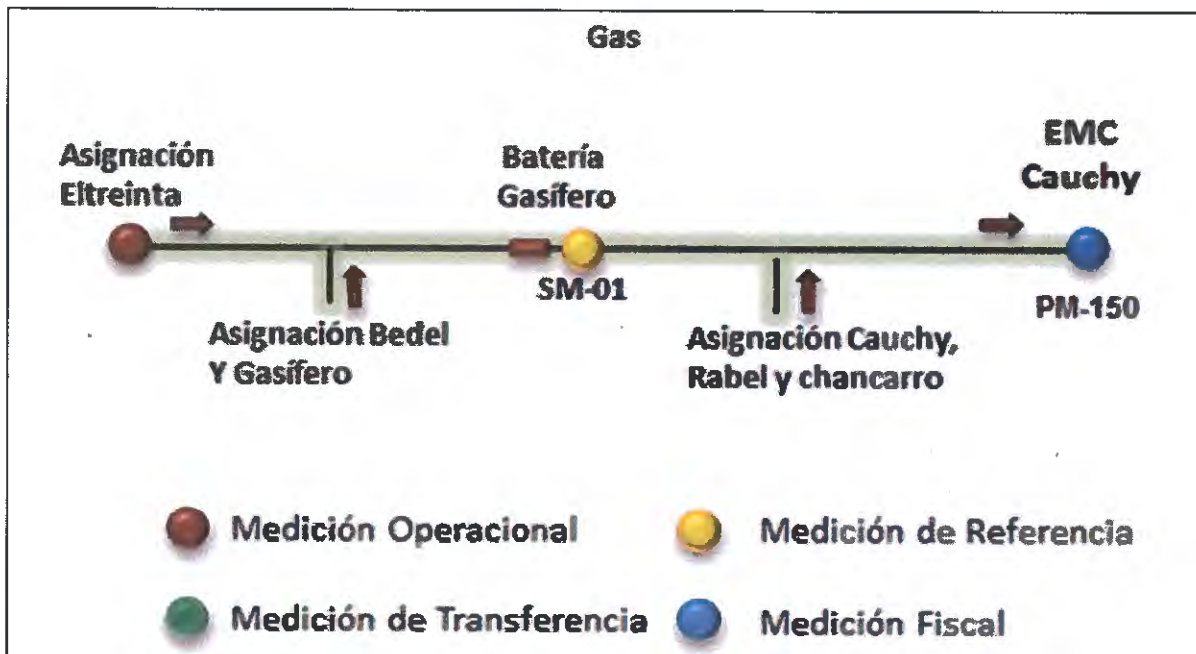


Figura 18.- Manejo y Medición de Gas (etapa 1) de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, (Fuente: PEP)

## Medición Gas Natural (etapa 2)

Para la cuantificación del gas, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal (Puntos de Medición), ver Figura 19 la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a esta Asignación. El Punto de Medición de gas propuesto para la etapa 2 correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta es el siguiente:

- **Estación de Medición y Control Xcaanda (EMC Xcaanda):** Paquete de Medición PM-500 con medidores de tipo ultrasónico como elementos primarios de medición.

Handwritten signature and initials in blue ink.

Handwritten signature in blue ink.

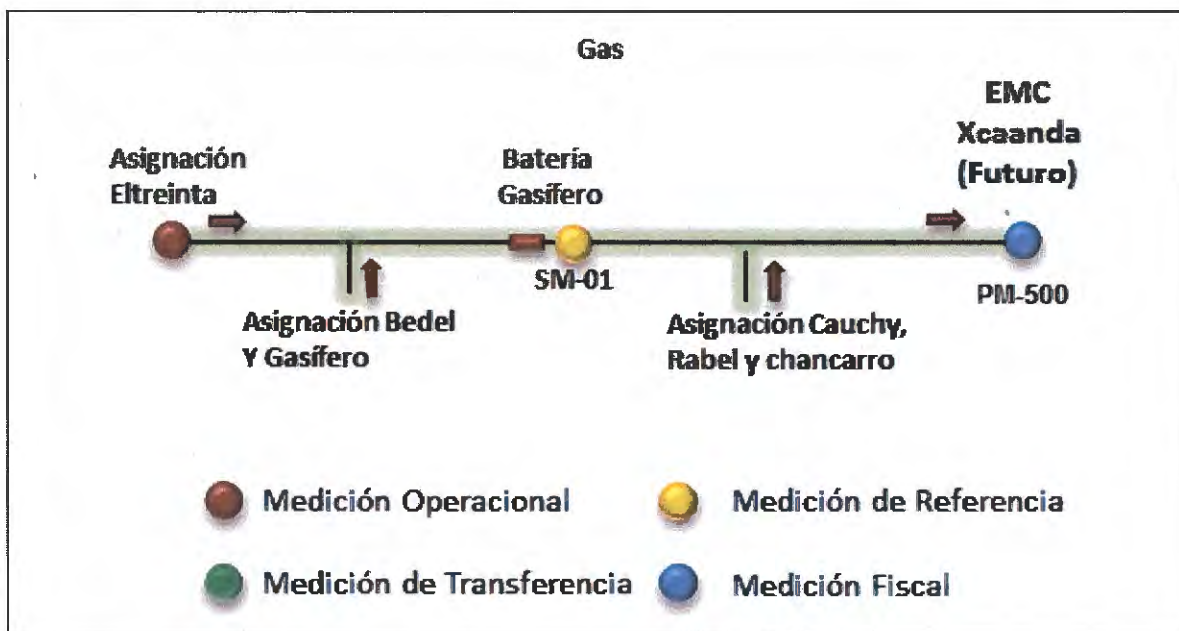


Figura 19.- Manejo y Medición de Gas (etapa 2) de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, (Fuente: PEP)

## Condensado

No se tienen sistemas de medición para condensado debido a que los líquidos recuperados durante el proceso de acondicionamiento del gas son incorporados a la corriente de petróleo.

Sin embargo, se menciona que se realizará la determinación teórica del condensado con base al API MPMS 14.5, teniendo como insumo los resultados de los análisis cromatográficos de los puntos de muestreo y el gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo.

## Manejo del Agua

El agua obtenida del proceso es enviada al tanque de almacenamiento de agua congénita TV-103 y TV-202 ubicado en la BS Gasífero donde se cuantifica por medio de cinta de medición, con la finalidad de ser dirigida a una planta de tratamiento y acondicionamiento de agua, con el fin de reutilizarla en el proceso de lavado y desalado de petróleo, el volumen de agua excedente es transportado al Sistema de Inyección de Agua Congénita de otras instalaciones para su inyección a pozos receptores. Actualmente no se tienen pozos agotados cercanos a la BS Gasífero que pudieran ser utilizados como receptores.

*[Firmas manuscritas]*



## 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 A-0122-M-Campo Eltreinta se llevó a cabo la siguiente evaluación:

<p><b>Datos Generales:</b></p> <p>Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción</p> <p>No. de Contrato o Asignación: A-0122-M-Campo Eltreinta</p> <p>Nombre de la Asignación o Área Contractual: Campo Eltreinta</p> <p>Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo</p>							
<div style="text-align: right;"></div>							
No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Gul	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos del Área contractual con la finalidad de mantener la producción base y seguir modificando el factor de declinación e incrementar los factores de recuperación, optimizando la infraestructura y el mantenimiento a ductos, información ubicada en el documento pdf del PDE.	El asignatario manifiesta que considera la operación de infraestructura de medición actual (EMC Xcaanda y EMC Cauchy) resultando que se tiene planeado para el año 2021 habilitar y modificar el Punto de Medición de gas hacia la EMC Xcaanda en el Sistema de Medición PH-500. Cabe señalar que la EMC Xcaanda únicamente se encuentra autorizado como Punto de Medición de aceite para la corriente correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición para hidrocarburos líquidos los ubicados en EMC Xcaanda para líquidos (unicamente autorizado para la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta) y EMC Cauchy, para el gas, siendo medición dinámica en estos puntos mediante sistemas descritos en la opinión técnica. Señalando que en un futuro febrero 2021 se se habilitará como Punto de Medición la EMC Xcaanda para el gas.	El Asignatario presentó la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional.
3	42 fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma iso 10012, información ubicada en el documento PDF presentado	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la compañía.
4	42 fracción II	<b>Procedimientos:</b>					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 del anexo Medición	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos
		Confirmación metrológica		Si	Si	Presenta el procedimiento para confirmación metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 del anexo Medición.	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el procedimiento para la elaboración del balance de aceite y gas, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 del anexo Medición.	Ver apartado de producción y balance
		Calibración de los instrumentos de medida		Si	Si	Presenta el procedimiento para calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 del anexo Medición.	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
5	42 fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's isométricos) se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes	Si	Si	El Asignatario presenta los diagramas generales del proceso para aceite y gas, donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman el Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en el documento PDF M M A-0122 Campo Eltreinta.	Adicionalmente a los diagramas se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas que se encuentran a lo largo de la trayectoria del manejo de estos
6	42 fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19 fracción I de los LTMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en los anexos, carpeta 1, Medición - M M Campo Eltreinta	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMH y utilizando los formatos correspondientes.
7	42 fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada se identifican los diagramas isométricos correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada en el documento pdf M M Campo Eltreinta y carpeta anexa.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.

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	NA	NA	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos	Sin observaciones
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	Si	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTMH. Información ubicada en la carpeta II del Anexo Medición.	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Si	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos carpeta 2 artículo 42 LTMH	Adicionalmente a esto presentan el programa de actualización de las incertidumbres para todas las mediciones que conforman los Mecanismos de Medición.
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 LTMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición e implementación de los Mecanismos de Medición hasta el año 2040	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMH, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas
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	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que la bitácora de registro ya se encuentra en proceso de implementación y que esta cumple con los requerimientos mínimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMH	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMH, resaltando que durante el año 2020 se mantendrá en actualización de los registros y servirá como repositorio para la implementación del sistema de gestión y gerenciamiento de la medición que propone el operador, presentando el programa correspondiente.
13	42 fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en el documento PDF Mecanismos de Medición y en los anexos, carpeta 2 artículo 42 LTMH	Sin observaciones
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	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes	Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto
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	Si	Presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño, información que se encuentra en los anexos de medición los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMH	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento. Adicionalmente presenta las guías para la implementación de estos indicadores propuestos.
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	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque N03 (Veracruz), como responsable oficial ante CNH
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin observaciones
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	Si	El Operador Petrotero presenta la descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 18	Sin Observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrotero 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	Si	De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrotero asegura su determinación en los Puntos de Medición	Se identifica que para el aceite y gas los puntos propuestos cumplirán con la calidad utilizando la infraestructura existente de permes.

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	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	Sin observaciones
21	21	De las generalidades	Los resultados de los Instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	No	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida información ubicada en los anexos, carpeta 2 artículo 42 LTMNH, incertidumbre de medida.	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos programas que deberán ser actualizados anualmente, y resguardados sus resultados en el sistema de gestión y gerenciamiento de la 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	Si	Se identifican en los diagramas de instrumentación un patrón portatubulado en el Punto de Medición EMC Xcaanda que solo está autorizado para la corriente proveniente de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta	Presenta la descripción e identificación del patrón portátil así como la evidencia de su trazabilidad para poder ser utilizados, por lo que será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y gerenciamiento por otra partes se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados Cabe señalar que el patrón portátil se encuentra ubicado en la EMC Xcaanda que únicamente se encuentra autorizado como Punto de Medición para la corriente correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I y 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	Si	Para el agua congénita, se realiza en la batena de separación Gasífero el proceso de separación del agua, recolectándola en los tanques de almacenamiento de agua congénita, donde se realiza la medición por medio de cinta de nivel, enviándola a planta de tratamiento con fines de inyección al pozo lejano.	Presenta descripción de medición estática en tanques verticales de la batena de separación gasífero
24	24	De la medición multifásica, fracciones I y II	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No	No presenta propuesta de medición multifásica, para la medición operacional de pozos	El Operador manifiesta que no empleará la tecnología de medición multifásica en los pozos de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los puntos de medición tipo y especificaciones de medidor incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos	Si	Si	El asignatario contempla contar con los separadores de prueba con sistemas de medición de tipo operacional contemplados en la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, mismos que deberán estar en condiciones óptimas para su uso. La medición se realiza con separador de prueba portátil con medidor de placa de orificio para gas y medidor tipo Coriolis para aceite.	Sin observaciones

## Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Eltreinta perteneciente a la asignación A-0122-M-Campo Eltreinta presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario) es consistente.

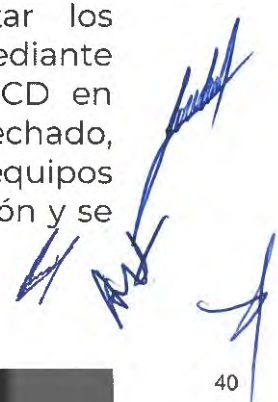
El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del hidrocarburo. La medición de la producción individual de cada uno de los dieciséis pozos ubicados en el campo Eltreinta se realiza con un separador de prueba con medidor tipo coriolis ubicado a boca de pozo (medición operacional) con una frecuencia mensual por pozo. La producción gas-líquido de los pozos del campo Eltreinta fluye a través de ductos desde las macroperas del campo hacia el área de trampas de Bedel, donde se incorpora la corriente de la

asignación A-0045-M- Bedel. Posteriormente, la corriente es enviada hasta la Batería de Separación Gasífero (medición referencial), donde se incorpora la producción de la asignación A-0140-M-Gasífero, para después realizar el proceso de separación en dos fases (líquido y gas), así como la deshidratación del petróleo. Finalmente, la corriente de petróleo es enviada al Punto de Medición ubicado en la Estación de Medición y Control Xcaanda. Por su parte, la fase gaseosa, producto de la separación en la B.S. Gasífero, es enviada al Punto de Medición para gas ubicado en la Estación de Medición y Control Cauchy.

Con relación a la medición de condensados, durante el acondicionamiento de gas en los equipos de compresión de alta presión de la B.S. Gasífero se obtienen líquidos conformados por condensados y agua, los cuales son enviados al separador Flash (TL-001) para posteriormente ser almacenados en el tanque TV-101 y, finalmente, son bombeados a la E.M.C. Xcaanda. Cabe señalar que los volúmenes de condensados son marginales, por lo cual se disponen directamente al sistema de manejo de hidrocarburos líquidos (recirculación). El Asignatario determina el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en la Estación de Medición y Control Cauchy, respecto de los cuales se realiza el balance y distribución del volumen producido por el campo Eltreinta conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en el Punto de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes obtenida de los separadores SHBP-1, SHBP-2, SHBP-3 y SHBP-4 de la Batería de Separación Gasífero es enviada a los tanques de almacenamiento identificados como TV-103 y TV-202, donde se realiza la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica. Posteriormente, el agua congénita es enviada a una planta de tratamiento y acondicionamiento de agua con el fin de ser reutilizada en el proceso de lavado y desalado de petróleo. El volumen de agua excedente es transportado a Sistemas de Inyección de Agua Congénita (SIAC) de otras instalaciones para su inyección a pozos receptores.

Respecto al reporte de balance de gas natural, el volumen de gas considerado para autoconsumo es utilizado para alimentar los motocompresores y pilotos de quemadores, el cual se cuantifica mediante estimación con un volumen de gas asignado de 0.441 MMPCD en promedio para el año 2020. Para el caso del Gas Natural No Aprovechado, resultado de la destrucción controlada por mantenimiento a los equipos de compresión de la asignación, se cuantifica mediante estimación y se





tiene asignado un volumen programado para el 2020 en promedio de 0.068 MMPCD.

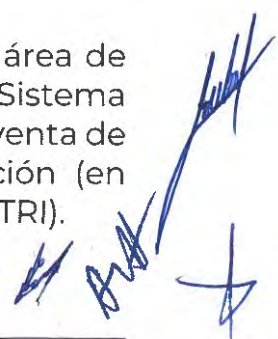
La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma semanal para los hidrocarburos líquidos y de forma mensual para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación es en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

La modificación al plan de desarrollo contempla para el manejo de la producción del campo Eltreinta, habilitar en la E.M.C. Xcaanda un sistema para la medición de gas a partir de febrero 2021, lo que permitirá medir las corrientes de gas de las asignaciones Eltreinta, Gasífero, Bedel, Cauchy, Chancarro y Rabel. La E.M.C. Xcaanda tendrá el proceso de rectificación, deshidratación y planta de control de punto de rocío (PCPR) para garantizar la calidad de gas en el Punto de Medición. Asimismo, para el año 2021 entrará en operación la Batería de Separación Bedel. La filosofía de operación consistirá en enviar la producción de las asignaciones Eltreinta y Bedel a la B.S. Bedel donde se realizará la separación de dos fases (líquido y gas). La fase gaseosa será enviada a acondicionamiento y, a través de motocompresores, se enviará al Punto de Medición para gas ubicado en la E.M.C. Xcaanda. Por su parte, la fase líquida producto de la separación en la B.S. Bedel será bombeada (MB-69, 70 y 71) a la B.S. Gasífero donde se realizará el acondicionamiento de petróleo y, finalmente, será bombeada al Punto de Medición para petróleo ubicado en la E.M.C. Xcaanda. La filosofía de operación y medición del condensado y agua continuará como se realiza actualmente. Por último, entre el año 2020 y 2032 se perforarán y terminarán 13 pozos.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorratio, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Eltreinta. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional y referencial considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada.

### **Comercialización de la Producción**

La estrategia del Operador respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por medio de Contratos de Compraventa de Petróleo Crudo celebrado entre Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) y Pemex Transformación Industrial (en adelante, PTRI).



En lo que respecta al Gas producido en el Campo el Treinta, la estrategia comercial del Operador es venderlo a PTRI por medio de contratos de compraventa ya sea para la carga de los centros de proceso o para su inyección a ductos como gas seco.

Por otra parte, en el Plan presentado se prevé que la Asignación estará produciendo petróleo hasta el año 2034 alcanzando su pico de producción en el año 2021, con una calidad que va desde los 27.85 a 28.93 API, no obstante, el petróleo producido será mezclado con el petróleo de otras Asignaciones para ser comercializado con una calidad que ronda entre los 27 y 29.4 API, para posteriormente unirse a las corrientes de crudo Istmo (32-33 API y un 1.8 S%) o Maya (21-22 API y un 3.4 S%) para su posterior entrega a las Refinerías de Tula y Salamanca del SNR.

En lo que respecta al gas, es importante señalar que el gas producido en la Asignación será mezclado con el gas de otras Asignaciones para su posterior envío al Punto de Venta ubicado en la Estación de Medición y Control Cauchy (en adelante, EMC Cauchy), en donde se deshidrata y acondiciona el punto de rocío de acuerdo con la normatividad para comercialización de gas natural NOM-001-SECRE-2010.

Cabe señalar que existen dos etapas de medición, en la primera el punto de venta del gas se encuentra en la EMC Cauchy, mientras que en la segunda etapa se tiene considerado habilitar en la EMC Xcaanda un sistema para medición de gas a partir de febrero del 2021, lo que permitirá al Operador medir las corrientes de gas de las asignaciones El Treinta, Gasífero, Bedel, Cauchy, Chancarro y Rabel, en consecuencia, se retirará el punto de venta Cauchy y no habrá Planta de control de Rocío.

Por lo que respecta a los precios del petróleo, este se obtiene tomando como base el precio de venta del crudo Istmo, al cual se le realizan ajustes por diferencial de calidad y se le restan los costos de transporte.

Por otra parte, para la determinación del precio del Gas se consideran tres referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el gas natural de Reynosa, Gas Húmedo Amargo y Gas Húmedo Dulce cuyos poderes caloríficos son de 1,000; 1,120 y 1,248 btu/mpc, respectivamente, para obtener el precio del Gas producido en la Asignación se realiza una interpolación a los precios de estas RNG realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

Por otro lado, la tarifa de transporte del Petróleo es igual a 0.006 usd / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

En lo que respecta a las instalaciones de comercialización a ser utilizadas y a construir se señala que la Asignación utiliza infraestructura propia del

Activo de Producción Veracruz de PEP, como los son la Estación de Medición y Control Xcaanda (en adelante, EMC Xcaanda), en donde se lleva a cabo la entrega del crudo a Pemex Logística para su transporte y posterior distribución al sistema de refinación de PTRI, de igual forma en esta instalación se llevará a cabo la entrega del gas en la segunda etapa de medición propuesta por el Operador, por otra parte, en la EMC Cauchy se encuentra el Punto de Venta del Gas de la primer etapa de medición, donde posteriormente se transfiere a PTRI.

En virtud de lo anterior, se señala que el Operador da cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.2.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

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

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el **Oficio No. 250.078/2020** de fecha 19 de febrero de 2020, respectivamente a lo cual mediante el **Oficio No. 352-A-I-003** de fecha 24 de febrero de 2020, 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-0122-M-Campo Eltreinta "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no

existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

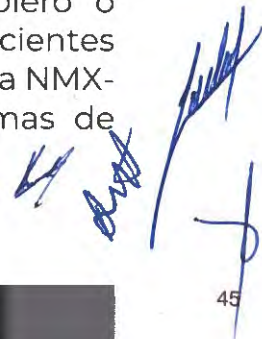
Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación,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

### **Obligaciones de PEP:**

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión – La entrada de operación del Punto de Medición para el Gas de la etapa 2 EMC Xcaanda – PM-500 (SM-504 y SM-505).
3. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base al artículo 10, fracción IV y al artículo 48 de los LTMMH la información actualizada referente a los registros e información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición y la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición.
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorratio o balance alguno.
5. El Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo I de los LTMMH.
6. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y



- resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
7. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección.
  8. Actualizar el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas para la medición operacional y de referencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen, cumpliendo con lo solicitado en los LTMMH para la etapa 2 de la medición de gas.
  9. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
  10. El 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.
  11. 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.
  12. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos tales como: diagnósticos; programas; procedimientos; presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia; monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los sistemas de medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia y fiscal), debido a que son parte de los Mecanismos de Medición y del Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición, así como lo establecido en el presente Dictamen.
  13. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos "actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma Mexicana NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de



Gestión”, sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.

14. 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, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

#### **i) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018 en dicha resolución se aprobaron 61 Programas de Aprovechamiento de Gas que cumplieran con la Meta al momento de su presentación.

El Asignatario presentó en la Modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización debido a que la producción documentada de gas asociado abarca menor tiempo comparado con la información presentada por PEP en junio de 2018 y también presenta una actualización de la Relación Gas Aceite (RGA).

A continuación, se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas documentado con base en el cumplimiento de las “Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos” (Disposiciones Técnicas), particularmente en atención del artículo 22 y su Anexo 1: “Guía para presentar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”.

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las disposiciones técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el Artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Premisas del programa de aprovechamiento de gas natural asociado:

- Alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento de gas del 98% para el resto de la vigencia de la asignación, cumplimiento de las disposiciones técnicas de CNH para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento, compresión y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables.
- Administrar la declinación natural de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.

### Características y componentes del gas

De acuerdo con la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases de muestras tomadas al pozo Eltreinta-1, en la Tabla 22 se muestran las características y componentes del gas en el Área de Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, donde es importante señalar lo siguiente: El gas está compuesto en un 92.48% molar de metano (CH<sub>4</sub>) de acuerdo con los análisis efectuados y un contenido de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) de 0.21% molar.

<b>Pozo Eltreinta-1</b>		
	Fecha de muestra	24/08/2013
<b>Componentes en % de mol</b>	Ácido Clorhídrico	0.000
	Ácido sulfhídrico	0.000
	Agua	0.000
	Aire	0.000
	Cloro	0.000
	Contenido de Condensados	0.000
	CO <sub>2</sub>	0.2120
	H <sub>2</sub> S	0.000
	N <sub>2</sub>	0.7440
	C <sub>1</sub>	92.4780
	C <sub>2</sub>	4.2790
	C <sub>3</sub>	1.3460
	I-C <sub>4</sub>	0.2570
	N-C <sub>4</sub>	0.3040
	I-C <sub>5</sub>	0.0990
	N-C <sub>5</sub>	0.0840
	C <sub>6</sub>	0.0280
	C <sub>7</sub>	0.1690
	<b>Total</b>	<b>100.000</b>

Tabla 22 Análisis de la composición del gas del Área de Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.  
(Fuente: Análisis Cromatográfico 24 de agosto de 2013)

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG), se realizó de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la siguiente fórmula que se muestra a continuación:

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

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas  
t = Año de cálculo  
A = Autoconsumo (volumen/año)  
B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)  
C = Conservación (volumen/año)  
T = Transferencia (volumen/año)  
G<sub>p</sub> = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)  
G<sub>A</sub> = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

En la Tabla 23, Tabla 24, Tabla 25, y Tabla 26 se presenta la meta de aprovechamiento de Gas discretizando los tres primeros años 2020-2022 y de forma anual de 2023-2034.

<b>Programa de Gas (MMpcd)</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Prom 2020</b>
Producción de gas	9.503	9.491	9.479	9.467	9.456	9.594	9.584	9.572	9.740	9.728	9.828	9.916	<b>9.613</b>
Autoconsumo	0.396	0.406	0.412	0.413	0.418	0.430	0.438	0.445	0.458	0.465	0.474	0.465	<b>0.435</b>
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Transferencia	9.047	9.020	9.005	8.990	8.974	9.097	9.080	9.060	9.211	9.193	9.280	9.381	<b>9.112</b>
Gas Natural Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Gas Natural no Aprovechado	0.060	0.066	0.062	0.064	0.063	0.067	0.066	0.067	0.071	0.070	0.074	0.070	<b>0.067</b>
% de aprovechamiento	99.371%	99.310%	99.343%	99.319%	99.332%	99.300%	99.310%	99.297%	99.266%	99.277%	99.247%	99.292%	<b>99.305%</b>

Tabla 23. Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2020. (Fuente: PEP)

<b>Programa de Gas (MMpcd)</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Prom 2021</b>
Producción de gas	9.904	9.892	10.110	10.398	9.691	9.704	9.692	9.680	9.778	9.766	9.754	9.742	<b>9.841</b>
Autoconsumo	0.472	0.480	0.434	0.449	0.435	0.442	0.448	0.455	0.464	0.470	0.476	0.427	<b>0.454</b>
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>



Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Transferencia	9.360	9.332	9.611	9.879	9.190	9.193	9.176	9.157	9.242	9.225	9.204	9.240	<b>9.316</b>
Gas Natural Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Gas Natural no Aprovechado	0.071	0.080	0.066	0.070	0.066	0.069	0.068	0.069	0.072	0.071	0.074	0.076	<b>0.071</b>
% de aprovechamiento	99.279%	99.188%	99.352%	99.326%	99.322%	99.289%	99.301%	99.290%	99.259%	99.272%	99.238%	99.218%	<b>99.279%</b>

Tabla 24. Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2021. (Fuente: PEP)

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom 2022
Producción de gas	9.731	9.719	9.707	9.696	9.585	9.700	9.589	9.579	9.568	9.558	9.547	9.537	<b>9.625</b>
Autoconsumo	0.432	0.437	0.442	0.448	0.450	0.458	0.461	0.466	0.472	0.477	0.482	0.486	<b>0.459</b>
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Transferencia	9.222	9.195	9.186	9.165	9.055	9.157	9.046	9.030	9.009	8.996	8.977	8.964	<b>9.082</b>
Gas Natural Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Gas Natural no Aprovechado	0.077	0.086	0.079	0.083	0.080	0.085	0.082	0.083	0.087	0.085	0.089	0.087	<b>0.084</b>
% de aprovechamiento	99.208%	99.111%	99.186%	99.148%	99.162%	99.128%	99.142%	99.132%	99.089%	99.109%	99.069%	99.090%	<b>99.132%</b>

Tabla 25 Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2022. (Fuente: PEP)

Programa de Gas (MMpcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034*
Producción de gas	9.454	8.505	7.088	6.437	5.849	5.222	4.532	4.436	9.454	8.505	7.088	<b>6.437</b>
Autoconsumo	0.444	0.419	0.355	0.331	0.350	0.324	0.222	0.270	0.444	0.419	0.355	<b>0.331</b>
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Transferencia	8.941	8.018	6.671	6.061	5.453	4.850	4.262	4.111	8.941	8.018	6.671	<b>6.061</b>
Gas Natural Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	<b>0.000</b>
Gas Natural no Aprovechado	0.069	0.068	0.061	0.044	0.047	0.048	0.049	0.055	0.069	0.068	0.061	<b>0.044</b>
% de aprovechamiento	99.275%	99.196%	99.133%	99.314%	99.204%	99.083%	98.918%	98.770%	99.275%	99.196%	99.133%	<b>99.314%</b>

\*La producción de gas asociado concluye en junio del 2034, por lo anterior los valores promedio presentados corresponden al periodo ene-abril de forma anualizada.

Tabla 26 Programa de Aprovechamiento de Gas 2023-2034 (Fuente: PEP).

La Asignación A-0122-M Campo Eltreinta, dentro del área de asignación no cuenta con instalación de procesamiento y manejo de los hidrocarburos, la producción (gas – líquido) de los pozos fluyen a través de ductos desde las macroperas del campo hasta el área de trampas Bedel, donde se integra la producción de la Asignación A-0045-M Campo Bedel y fluyen

hasta la Batería de Separación Gasífero, llegan a un cabezal de pozos donde se mezcla con la producción de la Asignación A-0145-M Campo Gasífero. La mezcla pasa al cabezal de carga de separadores de baja presión, el gas separado se comprime y se integra con el gas no asociado de la Asignación A-0145-M Campo Gasífero, el cual es medido a la salida de la Estación de Recolección de Gas (ERG) Gasífero, y se envía en alta presión a la Estación de Medición y Control (EMC) Cauchy.

### **Autoconsumo**

El volumen de gas considerado en autoconsumo, es el gas propio de la Asignación que es utilizado como gas combustible en la operación de moto compresores (2020: 0.401 MMpcd) y piloto de quemador (2020: 0.034 MMpcd); cuyo cálculo se realiza de la siguiente manera:

- El gas combustible usado en la operación de los equipos moto compresores, es el valor promedio diario estimado por el Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones (GMOPI) del APV, a partir de los reportes que emiten las unidades de compresión diariamente.
- El gas piloto de quemadores, dado que es un volumen muy pequeño y no se cuenta con medición, el volumen reportado es un valor estimado de acuerdo con las características del quemador y el mínimo requerido por éste para su funcionamiento.

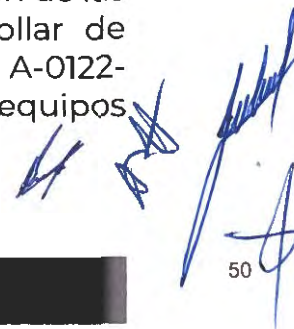
### **Gas no aprovechado**

El gas no aprovechado se refiere a fallas esporádicas que pudieran afectar la continuidad operativa de los equipos de compresión considera sólo los equipos que durante su periodo de mantenimiento o intervención pudieran impactar.

### **Transferencia**

El volumen de gas considerado para la Transferencia es el enviado desde la Batería de Separación Gasífero mediante moto compresores a la EMC Cauchy para su comercialización.

Cálculo de la capacidad de Manejo de Gas Natural Asociado por año, conforme a las proyecciones de Gas Natural a producir y en función de las acciones, proyectos e inversiones de infraestructura a desarrollar de acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta y la capacidad instalada presente y futura de equipos



para manejo de gas de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha asignación en la BS Gasífero.

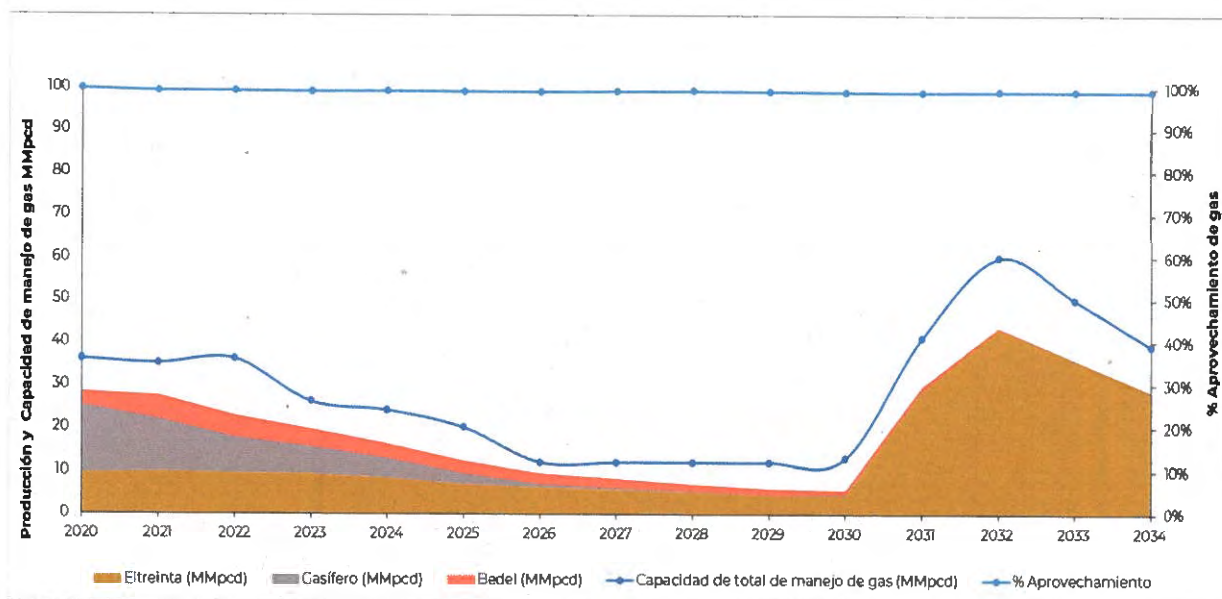


Figura 20. Capacidad de manejo de gas en BS Gasífero.  
(Fuente: PEP)

Cabe mencionar que se cuenta con la capacidad suficiente de equipos de motocompresión para el manejo de la producción de gas asociado actualmente en la BS Gasífero, y se tiene previsto contar con la capacidad necesaria de equipos de motocompresión para el manejo del gas una vez que inicie la explotación del casquete de gas.

### Relación gas aceite

Los pozos de la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta se encuentran produciendo bajo condiciones por arriba de la presión de burbuja en la zona de aceite, en ella aún no se ha llegado a condiciones de saturación por lo que la RGA máxima no se ha alcanzado, sin embargo, existen pozos en el yacimiento MM20 que producen gas de la zona de transición por debajo del contacto gas-aceite, por lo anterior se presenta la RGA máxima en la Tabla 27

Asignación	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
	Máxima
A-0122-M Campo Eltreinta	3,625

Tabla 27. RGA máxima a la que podrán producir los pozos de la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta. (Fuente: PEP)

Este valor máximo de RGA corresponde al valor máximo pronosticado en los perfiles futuros de gas y aceite de los pozos del Campo.

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se llegaran a encontrar variaciones significativas y los resultados del análisis o simulación superaran el valor máximo de RGA establecido, se procedería a realizar las siguientes acciones:

- Realizar aforos permanentes o continuos, para monitoreo de la RGA.
- Estrangular pozos para disminuir producción de gas.
- Realizar controles de gas a través de inyección de químicos.
- Reparaciones mayores para aislar la zona de gas a través de aparejos selectivos.
- Colocar estranguladores de fondo.

## VI. 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 PDE, a continuación, en la Tabla 28 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos 2019, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	porcentaje	porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año



Unidad de medida	Porcentaje de avance	Porcentaje de avance
Fórmula o descripción del indicador	$DO = \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} * 100$	$DO = \frac{l_{real}}{l_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
<b>Característica</b>	<b>Producción</b>	<b>Aprovechamiento de Gas Natural</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	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	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
<b>Característica</b>	<b>Cumplimiento de los Planes</b>	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	
Frecuencia de medición	Quinquenal	
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal	
<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	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual
<b>Característica</b>	<b>Contenido Nacional</b>	<b>Desarrollo de reservas</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con

	utilizado respecto al programado	respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

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

Tabla 28. Indicadores de desempeño. (Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el PDE, 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 PDE.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 29.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
<b>Perforaciones</b>	<b>13</b>		
<b>RMA</b>	<b>11</b>		
<b>RME</b>	<b>672</b>		
<b>Abandono</b>			
<b>Taponamientos</b>	<b>30</b>		
<b>ductos</b>	<b>4</b>		

Tabla 29. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas. (Fuente: Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 30.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	1.85		
	Construcción Instalaciones	1.16		
	Perforación de Pozos	39.46		
Producción	General	78.68		
	Construcción Instalaciones	3.60		
	Ductos	21.50		
	Ingeniería de Yacimientos	6.70		
	Intervención de Pozos	53.40		
	Operación de Instalaciones de Producción	11.14		
	Pruebas de Producción	4.80		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	2.77		
	Desmantelamiento de Instalaciones	4.57		
	Otras Ingenierías	0.27		
Abandono	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.70		
	Gasto de operación	153.85		
	Total Programa de Inversiones	384.44		
	Otros Egresos <sup>b</sup>	54.74		
	Costo Total	439.18		

Tabla 30. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera al límite económico 2041.  
(Fuente: Comisión con informaci)

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 31.

Hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Producción de aceite programada (mbd)	5.1	5.3	4.9	4.5	4.1	3.6	3.1	2.5	2.0	1.6	1.2	0.7	0.5
Producción de aceite real (mbd)													
Porcentaje de desviación													



Producción de gas programada (mmpcd)	9.6	9.8	9.6	9.5	8.5	7.1	6.4	5.9	5.2	4.5	4.4	28.4	42.9
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Hidrocarburo	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Volumen a recuperar (2020-2040)
Producción de aceite programada (mbd)	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.47
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)	35.6	28.3	22.5	18.0	14.0	10.0	6.4	1.9	105.45
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Tabla 31. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión)

## VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación, 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 PDE.

Mediante oficio **250.092/2020 del 28 de febrero 2020**, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por PEP, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

No obstante, esta Comisión tiene conocimiento que por oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de junio de 2017 la Agencia emitió a PEP la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 en donde la Agencia autorizó el Sistema de Administración de PEP, el cual se basa en que las



actividades que el Operador Petrolero tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

En adición a lo anterior la Agencia indicó en el Resolutivo Tercero que "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, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización."

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

## **VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional**


Mediante oficio **250.091/2020 del 28 de febrero de 2020**, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

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

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta, 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 presente Plan.

### IX. Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezcan el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) establecido en el Anexo 2 del Título.

De igual forma indica que, el Asignatario podrá solicitar autorización para retrasar o suspender los trabajos establecidos en el Plan, siempre y cuando se justifiquen las causas.

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en **18 perforaciones de pozos, 18 terminaciones y 3 reparaciones mayores**, tal y como se muestra en la Tabla 30.

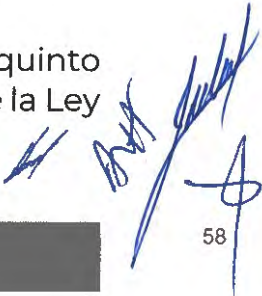
Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perf.	6	6	1	3	2	0	0	0	0	0	0	0	18
Term.	6	6	1	3	2	0	0	0	0	0	0	0	18
RMA	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3

Tabla 32 Actividades programadas en el CMT (Fuente: Título de Asignación)

Al respecto se señala que la modificación al Plan de Desarrollo aprobado por esta Comisión no es coincidente con las actividades establecidas en el CMT, debido a que el Operador ejecutará menos actividades que las programadas en el mismo.

Al respecto, la modificación de actividades es debido al incremento del corte de agua en el campo y al diferimiento del número de pozos a perforar respecto de aquellos contenidos en el Plan vigente conforme a los criterios contenidos en la fracción II del artículo 62 de los Lineamientos, por lo que ésta Comisión emite asesoría técnica, con fundamento en los artículos 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10 fracción VII, 11, 21 fracciones XIV, XV y XVI, 24 fracciones I, III, XXVII y 35, fracción XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por lo antes expuesto, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, y 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley



de Hidrocarburos, esta Comisión somete a consideración de la Secretaría de Energía el ajuste del CMT incluido en el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en la modificación del nuevo Plan, con base en los términos que establece el artículo 39 fracciones I, II, III, V y VII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, por lo que se consideran factibles los ajustes mencionados en la Tabla 33, la cual se alinea a las actividades proyectadas en la modificación del Plan en el horizonte 2020-2026, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Actividad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Perforación</b>	2	3	1	3	2	4	2	0	0	0	0	0
<b>Terminación</b>	3	3	1	3	2	4	2	0	0	0	0	0
<b>RMA</b>	2	0	2	2	0	1	4	1	1	0	0	0

Tabla 33. Total de actividades de la modificación al Plan. (Fuente: Pemex)

## X. Opinión a la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de la Asignación

Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del presente Dictamen Técnico, se advierte que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por PEP 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 a 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 presente Dictamen Técnico.

## XI. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 fracción II, III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE 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.

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

Con la toma de información, como son algunos registros geofísicos, un perfil sísmico vertical (VSP), la adquisición de dos núcleos convencionales, estudios de petrofísica básica y pruebas de presión producción, se ayudará a la caracterización estática y dinámica del yacimiento, lo que contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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

La MPDE propone realizar la perforación y terminación de 13 pozos y 11 RMA para incrementar la producción principalmente de gas, y dar continuidad operativa a través de 672 RME, las actividades anteriores modifican los factores de recuperación de 14.6 a 13.1% para el aceite esto derivado a que en el Plan vigente se contaba con mayor actividad para producir aceite hasta 2050 y en el Plan modificado se proyecta la producción de aceite a 2034, debido a la actualización de la estrategia planteada con base al comportamiento del yacimiento y a la adquisición de nueva información en las arenas de interés, para el caso del gas se favorece el factor de recuperación que incrementa de 29.5 a 49.4%, sin menoscabo de lo anterior el proyecto presenta indicadores económicos positivos, para el Estado y para el Operador.

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

Debido al comportamiento de producción en el Campo Eltreinta la Reserva 2P y 3P es la misma para el caso del aceite, y para el caso del gas se está reclasificando Reserva probable a probada, el desarrollo de las Reservas se llevará a cabo por medio de la estrategia de producción incremental y de mantenimiento a la producción.





**d) 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 PDE consisten 13 perforaciones y terminaciones, 11 RMA y 672 RME que están encaminadas al incremento y mantenimiento de la producción, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Asignatario, como es el uso de sistemas artificiales de producción, registros de presión producción y tecnologías empleadas en la toma de información, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

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

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se refiere haber realizado un análisis técnico por la Comisión, en el que se advierte que de los 167 Programas de Aprovechamiento presentados por PEP, 131 cumplen con lo establecido en los artículos 4, 5, 10, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, en relación con el artículo 39, fracciones II y VII de la LORCME, los cuales se refieren a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.

No obstante lo anterior, la Modificación al Plan de Desarrollo considera una actualización al PAGNA debido a que disminuye el tiempo en el que se va a producir gas asociado y se actualiza la relación gas aceite máxima a la que podrán producir los pozos, cabe hacer mención que durante la vigencia del Plan de Desarrollo el Asignatario cumple con el 98% de la meta de aprovechamiento de gas natural.



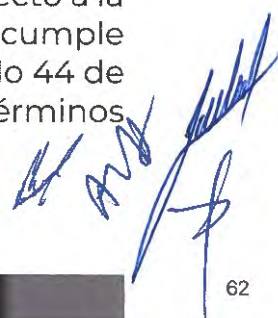
### ***g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos***

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta en la solicitud de aprobación de la 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 propuestos para petróleo y gas, la Estación de Medición y Control Xcaanda (EMC Xcaanda) con el Sistema PM-100 (petróleo) y la Estación de Medición y Control Cauchy (EMC Cauchy) con el Sistema PM-150 (etapa 1 – 2019-2021), y Estación de Medición y Control Xcaanda (EMC Xcaanda) con el Sistema PM-500 (etapa 2 – 2021-2040) ambas etapas para gas, presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

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

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el 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 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
  - ii. Se analizó la información proporcionada por 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.



- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el **Oficio No. 250.078/2020** de fecha 19 de febrero de 2020, respectivamente a lo cual mediante el **Oficio No. 352-A-I-003** de fecha 24 de febrero de 2020, 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-0296-M-Campo Eltreinta "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
  - 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
  - 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad

nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46 de los LTMM, 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. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los sistemas de medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
  - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH, además que deberá realizar los diagnósticos metrológicos a los sistemas de medición con la finalidad de asegurar la confiabilidad de los resultados de medición.
  - d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario 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.





## Recomendaciones

- Se recomienda continuar analizando la factibilidad técnica y económica de implementar procesos de recuperación adicionales en la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta, con el objetivo de incrementar la recuperación de Hidrocarburos y elevar el factor de recuperación final del campo.
- Se sugiere realizar una prueba piloto de inyección de gas en la arena MM40 debido a las características del yacimiento y la experiencia que se tiene en formaciones similares a nivel mundial.
- Mantener el modelo de yacimientos actualizado, con la información de los pozos nuevos y los datos que serán adquiridos en las tomas de información, para dar mayor certidumbre a las localizaciones y el volumen a recuperar por pozo.
- Adquirir registros de resonancia magnética, para identificar volúmenes de hidrocarburos, así como para ubicar zonas no barridas en los yacimientos.
- Evaluar la factibilidad técnica-económica para implementar y diversificar los sistemas artificiales de producción en el campo, ya que actualmente solo se cuenta con 2 pozos con bombeo mecánico y uno con bombeo hidráulico.
- Derivado de la incertidumbre observada en la ubicación de las localizaciones a perforar, en el caso de que los pozos propuestos no resulten exitosos respecto al resultado en cuanto a producción, el operador deberá presentar la respectiva modificación del Plan de Desarrollo conforme a los supuestos abarcados en el artículo 62 de los lineamientos.


Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan, asociado a la Asignación A-0122-M Campo Eltreinta, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, 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 lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones,

permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

**ELABORÓ**



**ING. ANGÉLICA VICTORIA  
HERNÁNDEZ**

Directora de Área

Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**REVISÓ**



**ING. ALAN ISAAK BARKLEY  
VELÁSQUEZ**

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**REVISÓ**

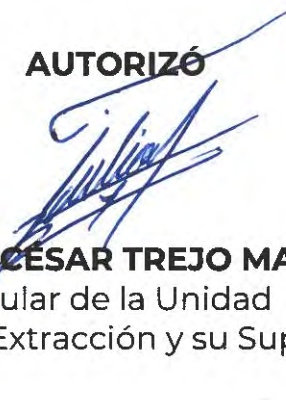


**MTR. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**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, 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-0122-M Campo Eltreinta.