



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

ASIGNACIÓN A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Mayo 2023.



Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL ASIGNATARIO Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	4
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	6
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	6
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	7
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	8
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	8
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	10
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	11
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	17
D.1) ALTERNATIVA 1 (SELECCIONADA)	18
D.2) ALTERNATIVA 2	18
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	20
E.1) SEGUIMIENTO AL PLAN DE DESARROLLO VIGENTE	21
E.2) SEGUIMIENTO AL COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO	21
E.3) MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	23
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	26
F.1) CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICO – ESTRUCTURALES	26
F.2) PERFORACIÓN DE POZOS	30
F.3) MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA O MEJORADA	32
F.4) MODELO DE INFRAESTRUCTURA	38
F.5) ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO	38
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	40
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	55
I) ANÁLISIS ECONÓMICO	60
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	64
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	68
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	68
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	68
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>69</i>
<i>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</i>	<i>69</i>

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VvTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RlK5gS6lXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos	69
d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país	69
e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....	69
f) El programa de aprovechamiento del gas natural	70
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos	70
X. CONCLUSIONES	72
XI. RECOMENDACIONES	72

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Ii+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrxDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPiKec2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==

I. Identificación del Asignatario y del Área de Asignación

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, modificación al Plan de Desarrollo, MPDE, Plan de Desarrollo modificado o Modificación); de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Cinco Presidentes, es la Empresa Productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador, Asignatario u Operador Petrolero).

Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes
Estado y municipio	Tabasco, Cárdenas y Huimanguillo
Superficie	138.73 Km ²
Fecha de emisión de Título Fecha de última modificación del Título	13 de agosto de 2014 02 de marzo de 2023
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro (35° API)
Profundidad para extracción	Mioceno Superior-Medio (Encanto-Concepción Superior)
Yacimientos y/o Campos	Campo Cinco Presidentes
Colindancias	Norte: AE-0135-M-CUICHAPA; Este: A-0292-M-Campo Rodador y AE-0395-2M-Magallanes-Tucán-Pajonal; Sur: AE-0136-M-CUICHAPA.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0092-Campo Cinco Presidentes.

Asimismo, el 17 de agosto de 2015 y 02 de marzo de 2023, respectivamente, la Secretaría modificó el Título de Asignación, previa opinión favorable de la Comisión, para quedar identificado como A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes (en adelante Título de Asignación), el cual se encuentra vigente.

La Asignación se localiza en el estado de Tabasco, a 45 km al noreste del puesto de Coatzacoalcos y aproximadamente a 120 km al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Figura 1.

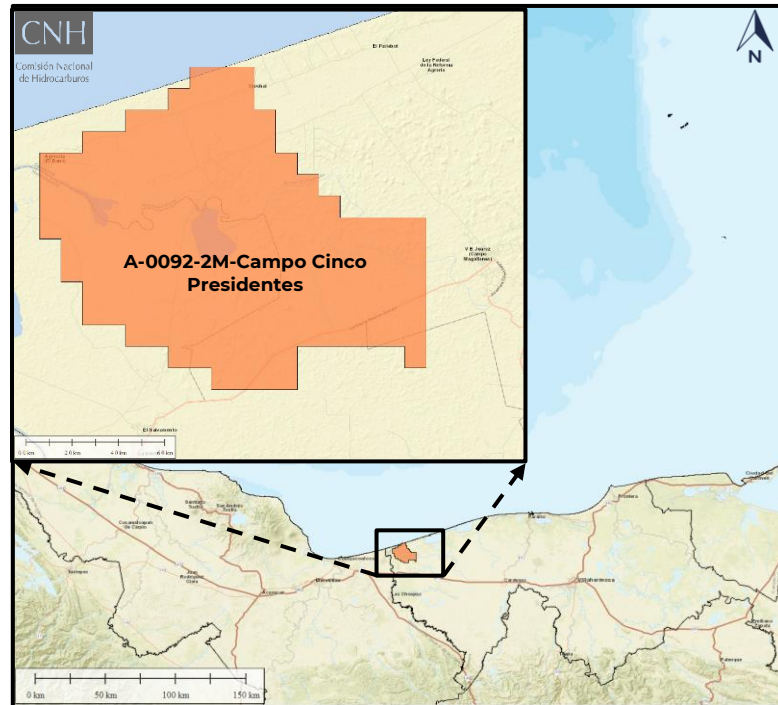


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono de la Asignación están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2, los cuales abarcan un área de 138.73 km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94° 00' 00"	18° 15' 00"	19	94° 02' 00"	18° 08' 00"
2	94° 00' 00"	18° 14' 00"	20	94° 02' 00"	18° 08' 30"
3	93° 59' 30"	18° 14' 00"	21	94° 03' 00"	18° 08' 30"
4	93° 59' 30"	18° 13' 00"	22	94° 03' 00"	18° 09' 00"
5	93° 59' 00"	18° 13' 00"	23	94° 04' 00"	18° 09' 00"
6	93° 59' 00"	18° 12' 30"	24	94° 04' 00"	18° 10' 00"
7	93° 58' 30"	18° 12' 30"	25	94° 04' 30"	18° 10' 00"
8	93° 58' 30"	18° 12' 00"	26	94° 04' 30"	18° 11' 00"
9	93° 58' 00"	18° 12' 00"	27	94° 05' 00"	18° 11' 00"
10	93° 58' 00"	18° 11' 30"	28	94° 05' 00"	18° 13' 00"
11	93° 56' 00"	18° 11' 30"	29	94° 04' 00"	18° 13' 00"
12	93° 56' 00"	18° 08' 00"	30	94° 04' 00"	18° 13' 30"
13	93° 56' 30"	18° 08' 00"	31	94° 03' 00"	18° 13' 30"
14	93° 56' 30"	18° 08' 30"	32	94° 03' 00"	18° 14' 00"
15	93° 59' 00"	18° 08' 30"	33	94° 02' 00"	18° 14' 00"
16	93° 59' 00"	18° 07' 30"	34	94° 02' 00"	18° 14' 30"
17	94° 01' 00"	18° 07' 30"	35	94° 01' 30"	18° 14' 30"
18	94° 01' 00"	18° 08' 00"	36	94° 01' 30"	18° 15' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.
(Fuente: Título de Asignación).

II. Elementos generales de la Modificación al Plan de Desarrollo

Antecedente

Mediante la Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, PDE) de la Asignación, el cual tiene contemplado el mantenimiento de la producción base en la formación Encanto, la perforación y terminación de 21 pozos de desarrollo y 104 reparaciones mayores (en adelante, RMA). El volumen a recuperar es de 21.38 millones de barriles de aceite (MMb) y 33.17 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas, con costo total del proyecto de 509.65 millones de dólares (MMUSD).

Alcance

La estrategia planeada en la modificación al PDE contempla la perforación y terminación de 3 pozos de desarrollo, 46 reparaciones mayores (en adelante, RMA), 7 reparaciones menores (en adelante, RME), así como la implementación de un proceso de Recuperación Secundaria consistente en la inyección de agua, la construcción de 22 ductos, el taponamiento de 165 pozos y desmantelamiento de 70 ductos y 4 instalaciones.

Mediante la ejecución de actividades propuestas dentro del PDE, el Asignatario considera recuperar un volumen de 18.96 MMb de aceite y 23.99 MMMpc de gas, en la categoría de reservas 3P. Lo anterior, permitirá alcanzar un factor de recuperación final de 32.56% para el aceite y 41.48% para el gas, al límite económico de la Asignación.

La modificación al PDE considera una inversión total de \$801.57 MMUSD, de los cuales, \$346.22 MMUSD corresponden a la inversión y \$455.35 MMUSD a gasto operativo. La duración de la propuesta de modificación contempla iniciar actividades a partir de mayo del 2023 y concluir en diciembre de 2056, año en el que se contempla el abandono y desmantelamiento de la Estación de Compresión Cinco Presidentes, así como la Planta de Inyección de Agua Cinco Presidentes, las cuales son instalaciones compartidas con otros campos del Activo de Producción Cinco Presidentes.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico (en adelante, Dictamen) de la modificación al PDE propuesto por el Asignatario, involucró la participación de cinco Direcciones Generales de la Comisión:

- ✓ Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- ✓ Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- ✓ Dirección General de Reservas.
- ✓ Dirección General de Seguimiento de Asignaciones.
- ✓ 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, Agencia o 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 Técnico y Resolución respecto de la modificación al PDE presentado por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/8/2023 Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, de la DGDE de esta Comisión.

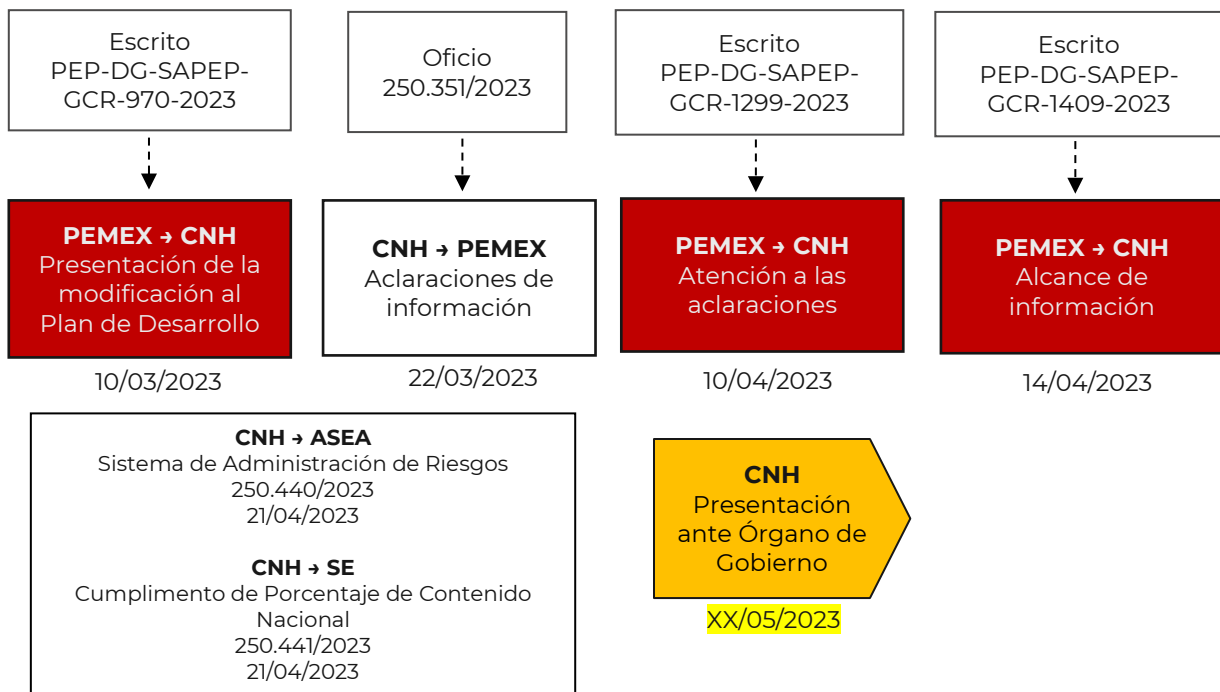


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión).

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Asignatario fueran congruentes y se alinearán a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME).

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26 y 59 de los “Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos” (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y 20 de agosto, ambos de 2021.

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al PDE al amparo de lo establecido en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* (LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021, los *Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada* (LTMRSM) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

Finalmente se verificó que la modificación al PDE cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Operador:

- a) 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 que sufren modificación, y
- d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan de Desarrollo aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

a) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN

La modificación propuesta al PDE vigente actualiza los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones II, VII, VIII y XII de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- **Variación en el número de Pozos a perforar.**

De acuerdo con el cronograma de actividades aprobado en el Plan vigente, el Operador no contemplaba la perforación y terminación de pozos en el año 2023, mientras que en la presente modificación contempla la perforación y terminación de 3 pozos en el año 2023, como se muestra en la Tabla 3. Derivado de lo anterior, se puede observar una variación de tres pozos en el año 2023.

Año	2023
Plan vigente (No.)	0
Modificación (No.)	3
Variación (No.)	3

Tabla 3. Comparativo del número de pozos a perforar con respecto a aquellos contenidos en el Plan aprobado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

- **Implementación de método de recuperación secundaria o mejorada.**

El Operador tiene contemplado la implementación del proyecto de inyección de agua en la presente modificación, el cual tiene el objetivo de mejorar la eficiencia de desplazamiento y barrido, para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos para los yacimientos Encanto AN y MS17_20.

- **Las proyecciones del Operador Petrolero indiquen que la meta de aprovechamiento de gas no será alcanzada o será alcanzada fuera del tiempo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente.**

Sobre el particular, se advierte que el Operador presentó dentro de la solicitud de modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que, derivado a las fallas de equipo de compresión en la Estación de Compresión Cinco Presidentes, existe una modificación en el plazo para alcanzar dicha meta, lo anterior conforme a los términos del artículo 17 fracción I de las Disposiciones.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, el Operador presentó los programas anuales de aprovechamiento de gas de 2023 hasta el año 2038, límite económico de la Asignación. Los pronósticos de gas considerados en los programas anuales de aprovechamiento corresponden al de la Alternativa seleccionada.

- **Variación en el volumen a producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio.**

De acuerdo con los datos de producción que se muestra en la Tabla 4, se visualiza que existe un incremento del volumen de aceite a recuperar de más del 30% en la producción acumulada contemplada en los años 2024, 2025 y 2026.

Años	2024	2025	2026	Acumulado
Plan vigente (MMb)	0.575	0.839	0.690	2.104

Modificación (MMb)	1.787	3.014	2.847	7.648
Variación (%)	+211%	+259%	+313%	+263%

Tabla 4. Comparativo del volumen a recuperar de aceite del plan vigente vs volumen a recuperar en la modificación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Por lo anterior, conforme al artículo 62 de los Lineamientos, el Asinatario requiere la modificación al PDE vigente para la Asignación.

b) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y Yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 5.

Yacimiento		Mioceno (Encanto AN)	Mioceno (MS 17_20)
Área (Km ²)		19.60	4.56
Año de Descubrimiento		1960	2009
Fecha de inicio de producción		1960	2009
Profundidad promedio (mvbnm)		2,370	2,598.2
Tipo de Yacimiento		Aceite negro	Aceite negro
Pozos	Productores	47	14
	Cerrados con posibilidades	7	3
	Cerrados sin posibilidades	80	12
	Taponados	269	3
Marco geológico	Era	Cenozoico	
	Periodo	Neógeno	
	Época	Mioceno	
	Cuenca	Salina del Itsmo	
	Play	Cinco Presidentes	
	Litología	Areniscas	
Propiedades petrofísicas	Saturación inicial promedio de agua (%)	23	41.68
	Porosidad promedio (%)	20	15.33
	Permeabilidad promedio (md)	80	131.91
	Espesor bruto promedio (m)	200	130.50
	Espesor neto promedio (m)	80.71	47.90
	Relación neto/bruto	0.4	0.37
Gravedad API		35.17	34.90

Yacimiento		Mioceno (Encanto AN)	Mioceno (MS 17_20)
Propiedades de los fluidos	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (CP)	0.54	0.95
	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (CP)	0.51	0.77
	Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.511	1.305
	Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob)	1.524	1.341
	Factor de volumen de aceite actual (Bo actual)	1.341	1.328
	Relación de solubilidad inicial (Rsi)	1.10	0.59
	Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb)	1.10	0.59
	Poder calorífico del gas (BTU)	1,428.26	1,46.10
	Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	228.5	149.73
	Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente	8.55	
Propiedades del Yacimiento	Temperatura °C	80	75.4
	Presión inicial (Kg/cm ²)	266.7	290
	Presión actual (Kg/cm ²)	126.43	207.45
	Mecanismo de empuje principal	Expansión roca fluidos	
	Mecanismo de empuje secundario	Empuje por gas en solución	Empuje hidráulico

Tabla 5. Características generales de los Yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos de la Asignación.

La Asignación contiene a los yacimientos Mioceno Superior-Medio, productores de aceite negro; mismos que han sido caracterizados por el Asignatario como areniscas del encanto-Concepción Superior.

En este contexto, los volúmenes originales oficiales no presentan diferencias respecto de los documentados en la Solicitud de Modificación, observando su evolución histórica en las Figuras 3 y 4, se enuncia el hecho de que, históricamente, el Asignatario ha categorizado la totalidad de los volúmenes originales para las categorías probada, probable y posible.

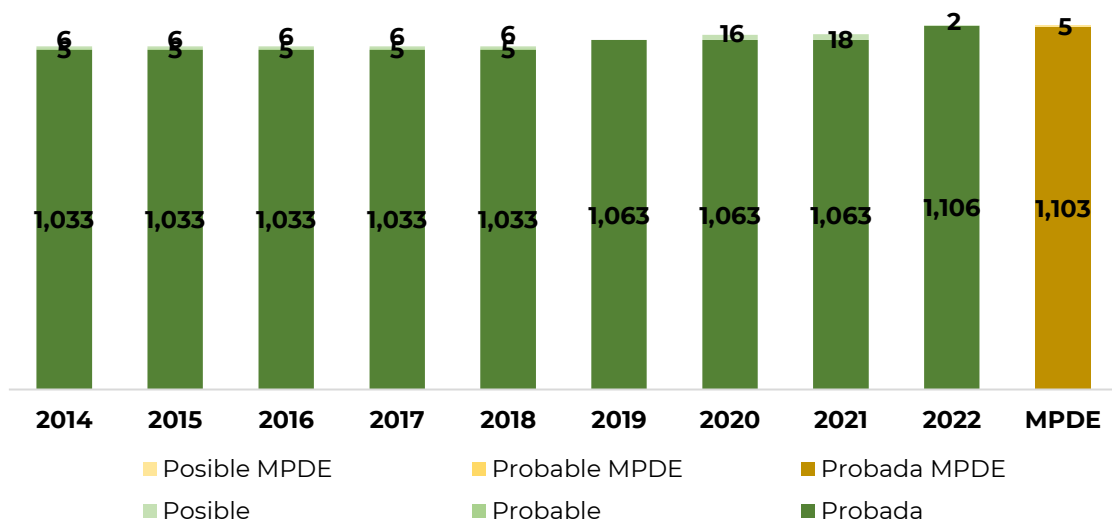


Figura 3. Evolución histórica del volumen original de aceite para la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

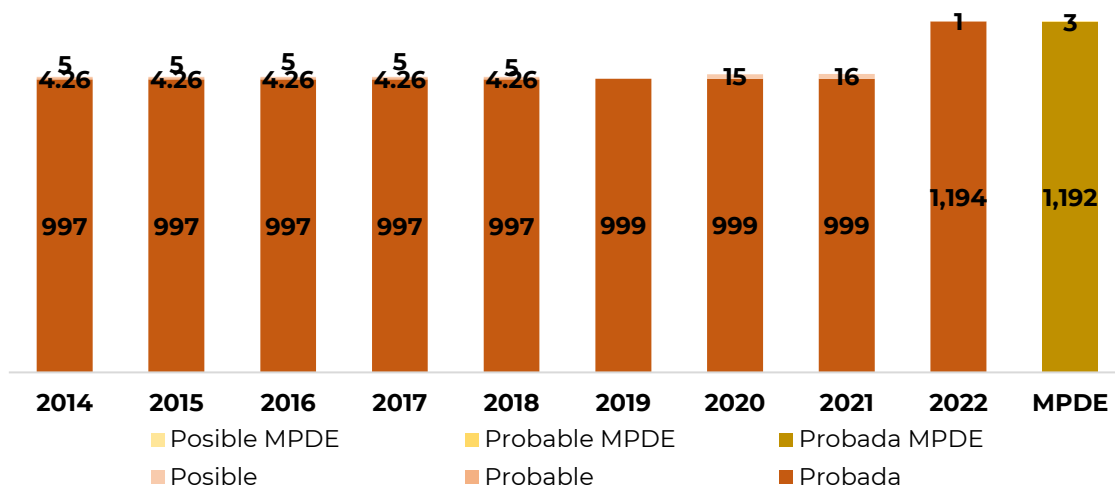


Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas para la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

De las gráficas anteriores, se observa un incremento en el volumen original de aceite y un incremento en el volumen original de gas, esto de la evaluación de reservas del 1 de enero de 2019 al 1 de enero de 2020. Para la cuantificación de volumen a la fecha de inicio del Plan de Desarrollo Propuesto para la Extracción se consideró como fecha de corte, tanto para el estado

de pozos como para el cierre de producción acumulada, el 30 de abril de 2023, una producción acumulada de 320.55 MMB de aceite y 439.52 MMMpc de gas para el yacimiento Encanto-AN, 21.33 MMB de aceite y 17.93 MMMpc de gas para el yacimiento MS 17_20 y 14.38 MMMpc de gas para el yacimiento Encanto-GH, este último ya no produce y tampoco tiene reserva asociada.

Las diferencias en el volumen original del yacimiento MS 17_20 del Plan propuesto con respecto al 1 de enero de 2022 se dan por la elaboración del modelo geocelular del yacimiento que antes no se tenía, se observa una ligera variación en el mismo.

El proceso de Recuperación Secundaria tiene un volumen asociado de 12.97 MMB de aceite y 12.64 MMMpc de gas; para recuperar una reserva total 3P de 18.96 MMB de aceite y 23.99 MMMpc de gas.

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a los campos pertenecientes a la Asignación.

La propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción contempla extraer, al límite económico, reservas remanentes 3P al 01 de mayo de 2023 (fecha de inicio de plan) son 18.96 MMB de aceite y 23.99 MMMpc de gas para la Asignación: 11.83 MMB de aceite y 19.12 MMMpc de gas para el yacimiento Encanto-AN y 7.14 MMB de aceite y 4.87 MMMpc de gas para el yacimiento MS 17_20.

La evolución histórica de las Reservas de la Asignación se presenta en las Figuras 5 y 6, donde se muestra que estas se han reducido y recategorizado en el plan del Desarrollo.

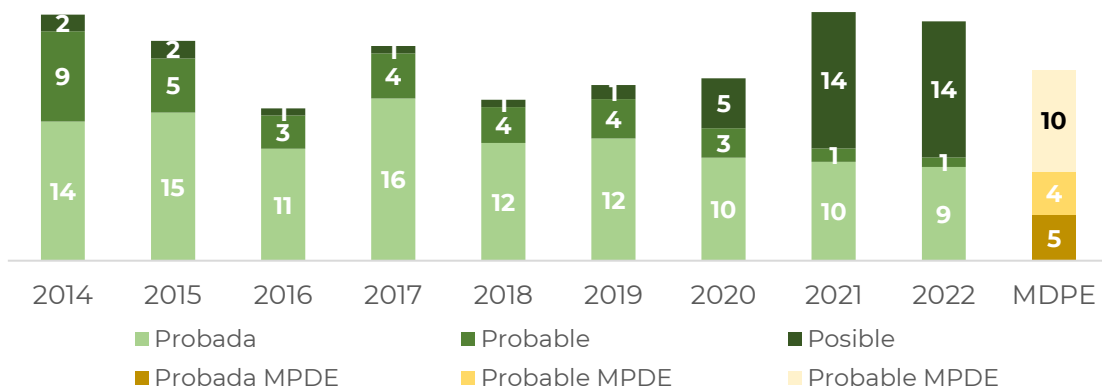


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de aceite de la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Il+Bxy+4sJj7VvTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

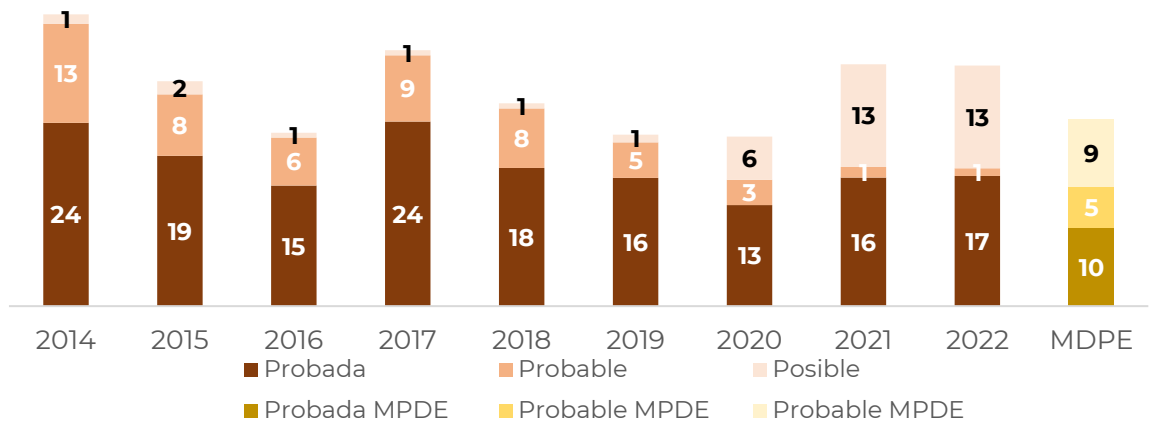


Figura 6. Evolución histórica de las Reservas de aceite de la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

En la propuesta de modificación presentada por el Asignatario, este señala que los factores de recuperación finales para el Campo, al límite económico de la categoría 3P, son de 32.56% para el aceite y 41.48% para el gas natural, como se muestra en las Figuras 7 y 8, donde se observan variaciones menores, asociadas a los cambios en las reservas y volúmenes originales que fueron previamente descritos.

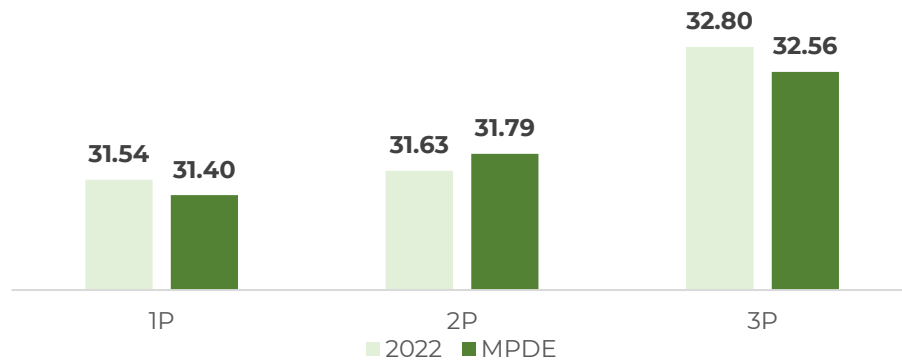


Figura 7. Comparación de factores de recuperación finales de aceite y entre los valores del Plan Vigente, valores oficiales y los valores propuestos en la Modificación, para la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Ii+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/AKv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfiPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPrg==

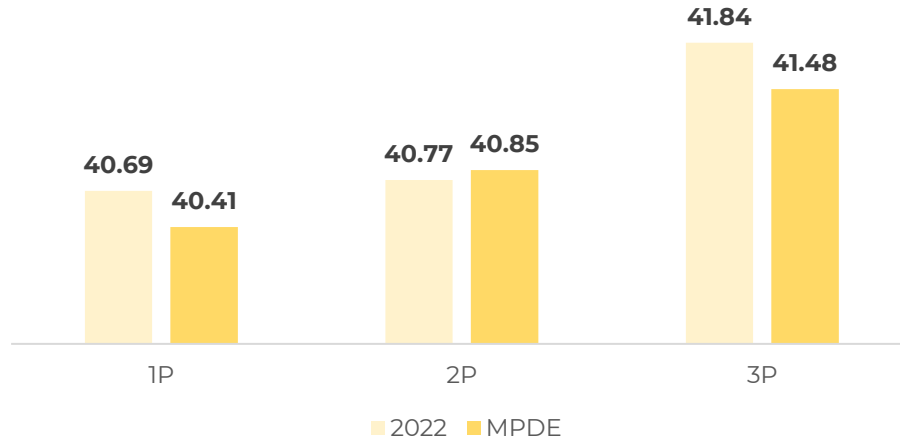


Figura 8. Comparación de factores de recuperación finales de gas y entre los valores del Plan Vigente, valores oficiales y los valores propuestos en la Modificación, para la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

3. Pronósticos de producción de la Asignación.

El histórico de producción, así como, los pronósticos de producción de gas y petróleo propuestos en la modificación se muestran en las Figuras 9 y 10.

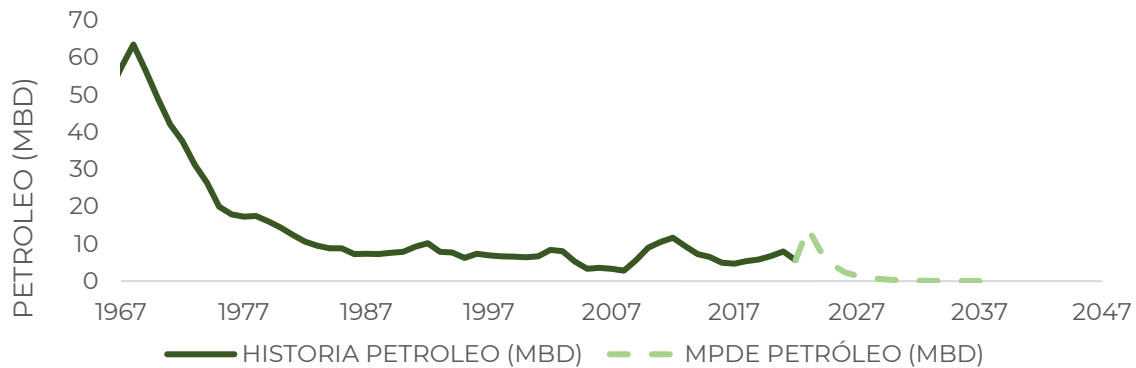


Figura 9. Histórico de producción y pronósticos de producción de aceite propuestos en la MPDE para la Asignación.
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

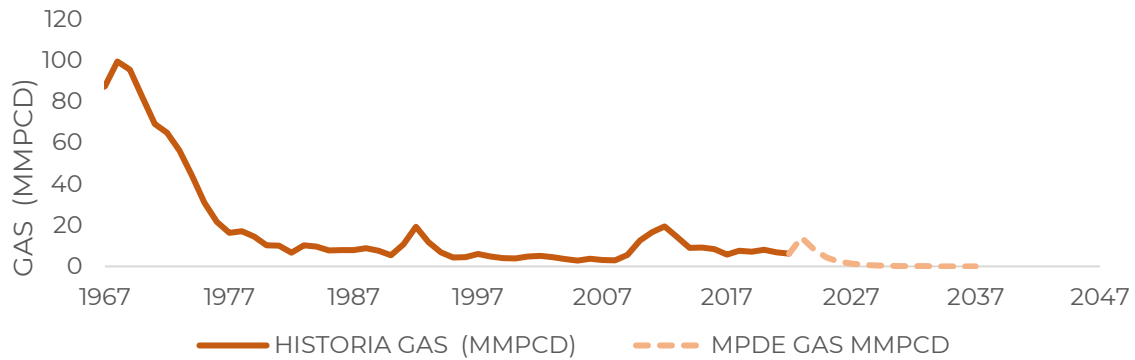


Figura 10. Histórico de producción y pronósticos de producción de gas propuestos en la MPDE para la Asignación. (Fuente: CNH con información del Asignatario).

4. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de los campos del Área de Asignación.

Respecto a la actividad física presentada en la Solicitud de Modificación, el Asignatario contempla ejecutar el mantenimiento de la producción base, 46 reparaciones mayores y 3 terminaciones. Posterior a ello, se pretende llevar a la recuperación secundaria basada en inyección de agua.

El Asignatario manifestó que realizara la terminación de 3 pozos para aumentar factor de recuperación por medio del empuje combinado con respecto al diseño de los pozos inyectoros.

La comparación de la actividad propuesta en la modificación, la de Plan Vigente y la documentada en los reportes oficiales se muestra en la Tabla 6 a continuación, donde se tiene una reducción en las actividades previamente planeadas tanto en Plan Vigente (Ronda cero) como en el procedimiento de cuantificación de reservas al 1 de enero de 2022, esto es debido a que el Asignatario ha avanzado en las actividades de desarrollo con el método de recuperación planteado en las alternativas.

Actividad	Plan Vigente (Ronda cero)	Reservas oficiales 1 de enero de 2022	Modificación
Terminación de pozos de desarrollo	21	4	3
Reparaciones mayores	104	53	46

Tabla 6. Comparación de la actividad propuesta en la modificación, Plan Vigente y cuantificación al 1 de enero de 2022.

(Fuente: CNH con información del Asignatario.)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Il+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVJjfrf+0k8xNJeQOSSsrxDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/AKv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPIkEc2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==

5. Conclusiones

Derivado de la revisión de la información presentada por el Asignatario para la MPDE, se concluye que:

- En la presente Modificación, el Asignatario manifestó un aumento de los volúmenes originales al analizar por completo las reservas remanentes mapeadas por medio de la disponibilidad de la caracterización estática.
- En cuanto a las variaciones de las reservas, se han mantenido en un rango coherente respecto al Plan de Desarrollo y los diferentes ejercicios de cuantificación de reservas.
- Las actividades presentadas por el Asignatario son consistentes con la modificación y evaluación de alternativas respecto a la recuperación secundaria seleccionada.
- Dadas las condiciones de abatimiento de campo, respecto su ritmo de producción, la alternativa seleccionada permitirá aumentar la producción del campo.
- La recuperación secundaria tiene como objetivo maximizar el valor económico de la Asignación, mediante el mantenimiento de la producción base y la implementación de un proceso de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua al yacimiento, asimismo permitirá mejorar los indicadores económicos del proyecto, ya que se obtiene un VPN de 508.08 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 2.01 usd/usd antes de impuestos.

d) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

El Asignatario evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y garantizar así, la máxima rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, desincorporación y abandono de infraestructura actual y taponamiento de pozos, reduciendo los riesgos involucrados en el Plan de Desarrollo.

El análisis de las alternativas se realizó a partir de la evaluación de escenarios, el cual correlaciona diferentes aspectos técnicos y económicos que influyen en el desarrollo del proyecto. Los principales criterios que se utilizaron para la mejor selección de la alternativa son:

- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos
- Condiciones actuales de producción
- Infraestructura existente
- Menor riesgo técnico
- Mejores indicadores económicos

A continuación, se describen las alternativas analizadas:

d.1) Alternativa 1 (Seleccionada)

Esta alternativa contempla la explotación de la reserva 3P mediante el mantenimiento de la producción base y la implementación de inyección de agua como proceso de Recuperación Secundaria principalmente en las areniscas CI-3, EN-10_1, EN-1, EN-17, EN-18 y EN-9. Las actividades contempladas en dicha alternativa son 3 perforaciones y terminaciones, 46 RMA, 7 RME, la construcción de 22 ductos, así como el taponamiento definitivo de 165 pozos y la inertización de 70 ductos y el desmantelamiento de 2 baterías de separación, 1 estación de compresión y 1 planta de inyección, en un horizonte que va de mayo 2023 al año 2056.

Esta alternativa considera recuperar un volumen de 18.96 MMB de aceite y 23.99 MMMpc de gas, para obtener un factor de recuperación final de 32.56% para el aceite y 41.48% para el gas, con una inversión de 346.22 MMUSD y un gasto operativo de 455.35 MMUSD.

d.2) Alternativa 2

La alternativa 2 contempla el mantenimiento de la producción base, así como la ejecución de 3 perforaciones y terminaciones, 25 RMA, 7 RME, la construcción de 15 ductos, así como el taponamiento definitivo de 165 pozos y la inertización de 63 ductos y el desmantelamiento de 2 baterías de separación, 1 estación de compresión y 1 planta de inyección, en un horizonte que va de mayo 2023 al año 2056.

En esta alternativa se pretende recuperar 5.99 MMB de aceite y 11.35 MMMpc de gas, con una inversión de 271.24 MMUSD y un gasto de operación de 340.40 MMUSD, en un horizonte que va de mayo de 2023 al año 2056.

La principal diferencia entre la alternativa 1 (seleccionada) y la alternativa 2, es la implementación de inyección de agua como proceso de Recuperación Secundaria, el cual permitirá el incremento en el factor de recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos Encanto_AN y MS 17_20, así como una maximización en la rentabilidad del proyecto.

A continuación, se describen la actividad física, inversiones e indicadores económicos, así como los pronósticos de producción de las alternativas analizadas:

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2
Metas físicas (Número)		
Perforación de pozos de desarrollo	3	3
Terminación de pozos de desarrollo	3	3
Reparaciones mayores	46	25
Reparaciones menores	7	7
Estimulaciones	94	53

Ductos	22	15
Abandono de pozos	165	165
Abandono de ductos	70	63
Abandono de instalaciones	4	4
Producción		
Aceite (MMb)	18.96	5.99
Gas (MMMpc)	23.99	11.35
Gastos de operación (MMUSD)	455.35	340.12
Inversiones (MMUSD)	346.22	271.24
Indicadores económicos		
VPN AI (MMUSD)	508.08	106.73
VPN DI (MMUSD)	35.39	-82.25
VPI (MMUSD)	253.36	184.30
VPN/VPI AI	2.01	0.58
VPN/VPI DI	0.14	-0.45

Nota: Las cifras pueden variar por redondeo.

Tabla 7. Resumen de la Alternativa propuesta por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

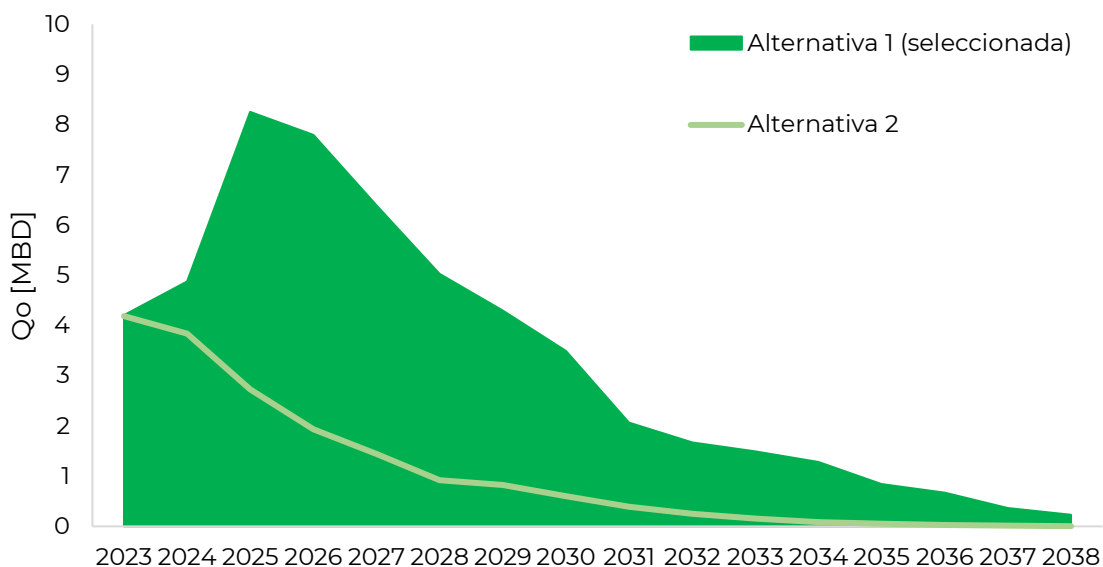


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de las Alternativas propuestas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Il+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/AKv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWElfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPrg==

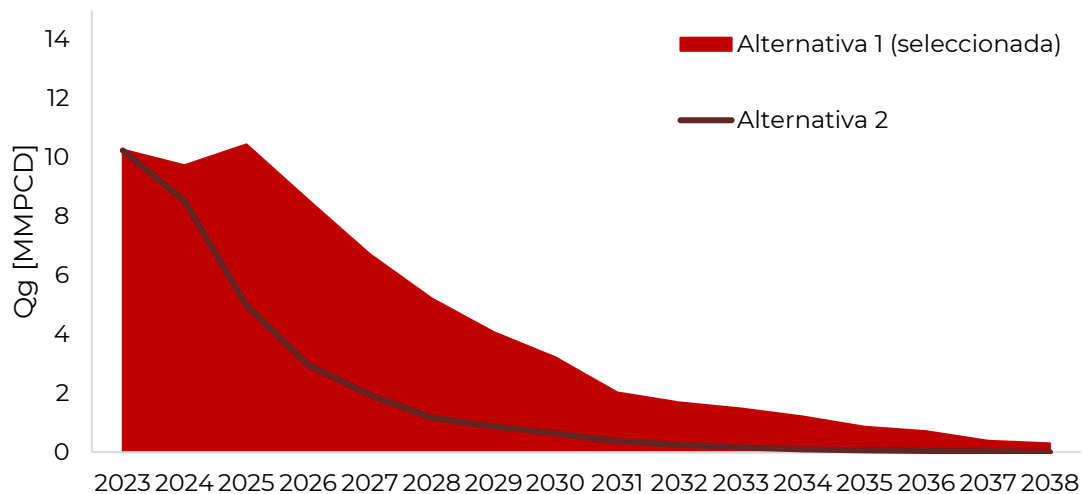


Figura 12. Pronóstico de producción de gas de la Alternativa propuesta.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

e) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

En la Tabla 8 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente y lo real ejecutado por el Asignatario, en un periodo comprendido entre 2015 a abril 2023, así como lo propuesto en el Plan modificado a la vigencia de la Asignación.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Plan Modificado (vigencia de la Asignación)	Plan Modificado
		(2015-2044)	(2015 a abr-2023)	may 2023 a 2034	may 2023 a 2056 ⁽¹⁾
Perforación	Número	21	17	3	3
Terminación		21	18 ⁽²⁾	3	3
RMA		104	112	46	46
Infraestructura		-	-	-	-
Ductos		-	-	22	22
Volumen de aceite a extraer	MMb	21.38	17.64 ⁽³⁾	18.05	18.96
Volumen de gas a extraer	MMMpc	33.17	22.83 ⁽³⁾	23.03	23.99
Inversión	MMusd	283.52 ⁽⁴⁾	480.46 ⁽⁵⁾	310.94	346.22
Gasto de operación		226.13 ⁽⁴⁾	190.35 ⁽⁵⁾	437.52	455.35

Tabla 8. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado y modificación al Plan propuesto a la vigencia de la Asignación vs Expectativa al límite económico de la modificación al Plan propuesto, en la Asignación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ El Asignatario contempla el límite económico en el año 2038, sin embargo propone la vigencia al 2056 derivado de actividades de abandono.

² Contabiliza la terminación del pozo Cinco Presidentes-936 en 2015, perforado en 2014.

³ Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas Real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

⁴ Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados @2023. Tipo de cambio utilizado 20.6902 pesos/usd.

⁵ Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a 2023, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000>

Tipos de Cambio pesos/usd. Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2015=1.3616 2018 = 1.2761 2021 = 1.1406
2016=-1.3988 2019 = 1.2977 2022 = 0.9803
2017=-1.3398 2020 = 1.3341 2023 = 1.0000

2015=15.85418 2018=19.23803 2021=20.28179
2016=18.65670 2019=19.26177 2022=20.12500
2017=18.92911 2020=21.49609 2023=18.85476

Inversión y Gasto de Op. Real corresponden a montos devengables, de conformidad con los Informes Mensuales ingresados en cumplimiento al Art. 100 de los Lineamientos de planes.

La presente propuesta de modificación al Plan de Desarrollo tiene por objetivo modificar las actividades que forman parte del Plan vigente asociado a la Asignación.

e.1) Seguimiento al Plan de Desarrollo vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan vigente y lo real ejecutado en el periodo enero 2015 – febrero 2023 en la Asignación, se muestra en la Tabla 9.

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación A-0092-2M (periodo enero 2015 – febrero 2023)																
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 ¹	Real ²	Plan ¹	Real ²
2015	10.34	6.47	14.77	9.79	11	7	11	8 ^a	10	14	20	3	103.36	55.69	54.30	12.59
2016	8.42	4.93	9.61	8.36	1	1	1	1	13	10	20	4	58.11	24.01	51.34	8.54
2017	7.77	4.71	9.45	6.58	4	0	4	0	23	18	20	7	59.44	24.63	41.63	55.28
2018	6.13	5.38	7.43	8.77	0	3	0	3	4	15	20	14	27.82	68.90	32.20	27.96
2019	4.74	5.78	6.10	7.16	0	0	0	0	9	19	20	27	23.72	62.52	24.96	35.77
2020	3.35	6.75	6.98	8.03	5	5	5	5	6	11	19	42	42.01	72.23	18.77	17.04
2021	3.54	7.94	8.49	6.76	0	1	0	1	11	10	17	37	16.48	88.67	17.15	16.87
2022	2.98	5.66	6.20	6.28	0	0	0	0	5	11	16	13	15.81	75.29	14.00	14.15
2023	2.30	4.27	4.60	4.81	0	0	0	0	6	4	14	2	13.62	8.52	15.15	2.15

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. La fecha de inicio del PDE vigente es el **01 de enero de 2015**.

^a Contabiliza la terminación del pozo Cinco Presidentes-936 en 2015, perforado en 2014.

^{*} Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas Real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

¹ Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados @2023. El factor utilizado para la actualización es 1.25266 (con el INPP promedio ene-feb 2023: 259.300).

² Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a 2023, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000>

Tipos de Cambio pesos/usd. Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2015=1.3616 2018 = 1.2761 2021 = 1.1406
2016=-1.3988 2019 = 1.2977 2022 = 0.9803
2017=-1.3398 2020 = 1.3341 2023 = 1.0000

2015=15.85418 2018=19.23803 2021=20.28179
2016=18.65670 2019=19.26177 2022=20.12500
2017=18.92911 2020=21.49609 2023=18.85476

Inversión y Gasto de Op. Real corresponden a montos devengables, de conformidad con los Informes Mensuales ingresados en cumplimiento al Art. 100 de los Lineamientos de planes.

Tabla 9. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

e.2) Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto “De las Actividades de Extracción”, primer párrafo, del Título de Asignación vigente que a la letra señala:

“Las actividades de Extracción se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción que en su caso apruebe la Comisión y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 de la presente Asignación.”

En virtud de lo anterior, en las siguientes tablas se presenta el Compromiso Mínimo de Trabajo (en adelante, CMT) establecido en el Anexo 2 del Título vigente de la Asignación (Tabla 10), la estimación del CMT (Tabla 11), lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación (Tabla 12) y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 13).

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO					
ASIGNACIÓN: A-0092-2M - Campo Cinco Presidentes					
El Asignatario adquiere el Compromiso Mínimo de Trabajo de acuerdo a los siguientes porcentajes por actividad, tomando como base su Plan de Desarrollo para la Extracción vigente y aprobado por la Comisión, conforme a lo siguiente:					
A-0092-2M - Campo Cinco Presidentes					
Producción*	Campos Nuevos	Más de 5,000 bpced	Entre 5,000 y 1,000 bpced	Menos de 1,000 bpced	Sin producción
Perforación	30%	30%	30%	15%	10%
Terminación	30%	30%	30%	15%	10%
RMA	50%	50%	50%	50%	15%

*Producción promedio anual durante la vigencia de la Asignación.

Tabla 10. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación.
(Fuente: Título de Asignación).

Año	Qo Real mbd	Qg Real mmpcd	Factor ¹ BOE	BPCE bpd	Perf PDE ²	Perf CMT	Term PDE ²	Term CMT	RMA PDE ²	RMA CMT
2015	6.48	9.80	5	8,440	11	3	11	3	10	5
2016	4.93	8.36	5	6,606	1	0	1	0	13	6
2017	4.71	6.58	5	6,028	4	1	4	1	23	11
2018	5.37	8.76	5	7,126	0	0	0	0	4	2
2019	5.78	7.16	5	7,209	0	0	0	0	9	4
2020	6.75	8.03	5	8,352	5	1	5	1	6	3
2021	7.94	6.76	5	9,287	0	0	0	0	11	5
2022	5.66	6.28	5	6,914	0	0	0	0	5	2
2023	4.04	4.71	5	4,982	0	0	0	0	6	3
TOTAL					21	5	21	5	87	41

¹La producción promedio anual de la Asignación, expresada en barriles de petróleo crudo equivalente, se estimó de forma preliminar con un factor de equivalencia de gas natural a petróleo crudo equivalente (BOE) de 5 mpc/b. En este sentido, para el caso particular de los valores de BOE y con el objeto de contar con datos precisos para el adecuado seguimiento al CMT, los factores fueron solicitados a la Dirección General de Reservas mediante el memo 260.262.061/2023 de fecha de 23 de marzo de 2023. A la fecha de emisión de la presente Opinión, la DGSA se encuentra en espera de respuesta a dicha solicitud.

²Consolida el PDE de Ronda Cero de 2015 a febrero 2023.

Tabla 11. Estimación del CMT con base en los porcentajes establecidos en el Título.
(Fuente: Comisión con datos del Título de Asignación).

Año	Perforaciones Real	Terminaciones Real	RMA Real
2015 ¹	8	8	22
2016	1	1	10
2017	0	0	18
2018	3	3	15
2019	0	0	19
2020	5	5	11

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

UnidOfugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUSKE4i/+ezi+N8lein3u2xVJjfrf+0k8xN3JeqOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPrg==

2021	1	1	10
2022	0	0	11
2023	0	0	4
TOTAL	18	18	120

¹Se contemplan las actividades realizadas de agosto a diciembre de 2014

Tabla 12. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación (agosto de 2014 – febrero de 2023).
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Desviaciones (Real-CMT)			
Año	Perforaciones	Terminaciones	RMA
2015	5	5	17
2016	1	1	4
2017	-1	-1	7
2018	3	3	13
2019	0	0	15
2020	4	4	8
2021	1	1	5
2022	0	0	9
2023	0	0	1
TOTAL	13	13	79

Tabla 13. Desviaciones entre lo Real ejecutado y el CMT (agosto de 2014 – febrero de 2023) en la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial del CMT y con base en lo establecido en el CMT del Título vigente, se advierte que las actividades presentadas por el Asignatario en la presente modificación son acordes con las desviaciones estimadas para el horizonte 2015- febrero 2023 presentados en la tabla que antecede (Tabla 13), en el cual se identifica un buen avance en su ejecución.

e.3) Modificación al Plan de Desarrollo

La propuesta del Plan de Desarrollo modificado contempla la ejecución de las actividades físicas, así como, la ejecución de los costos presentados en la Tabla 14

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perforaciones desarrollo (Número)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	17	11	7	4	2	1	4	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	17	5	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	14	34	19	10	6	9	2	9	3
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	1	-	-	-	-	1
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD)	97.76	49.65	32.07	27.61	19.63	18.97	14.29	13.45	8.03
Gastos de Op. (MMUSD)	40.56	52.42	58.12	53.13	51.00	43.92	40.60	32.71	22.78

Actividad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	2	-	3	-	-	1	-	34	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	1	-	-	-	55	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Inversión (MMusd)	7.71	8.67	13.11	6.90	6.32	4.08	4.21	7.89	0.03
Gastos de Op. (MMusd)	16.21	14.70	11.37	7.18	6.29	3.12	1.24	-	-

Actividad	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores¹ (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	0.06	0.02	0.08	0.06	0.03	0.05	0.02	0.01	0.01
Gastos de Op. (MMusd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Actividad	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	3
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	3
Reparaciones Mayores¹ (Número)	-	-	-	-	-	-	-	46
Reparaciones Menores^A (Número)	-	-	-	-	-	-	-	7
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	0
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	0
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	22
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	19	165
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	12	70
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	2	4
Inversión (MMusd)	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	5.47	346.22
Gastos de Op. (MMusd)	-	-	-	-	-	-	-	455.35

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de 01 de mayo de 2023.

¹Las RMA incluyen cambios de intervalos de producción, reacondicionamiento de pozos inyectoros y productores del proceso de recuperación secundaria.

^ALas RME no incluyen estimulaciones, ni las tomas de información.

^BEl Abandono de ductos contempla los cabezales de recolección, desmantelamiento e inertización de ductos.

^CEl Abandono de infraestructura contempla el desmantelamiento y recuperación de estructuras.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación A-0092-2M, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

Tabla 14. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de desarrollo modificado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo Modificado para la Asignación, Tabla 15.

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción Aceite (Mbpd)	4.691	4.882	8.256	7.800	6.394	5.030	4.295	3.493	2.064
Anual (MMb)	1.15	1.79	3.01	2.85	2.33	1.84	1.57	1.27	0.75
Acumulada (MMb)	1.15	2.94	5.95	8.8	11.1	13	14.5	15.8	16.6
Producción Gas (MMpcd)	10.265	9.736	10.449	8.563	6.723	5.218	4.079	3.220	2.028
Anual (MMMpc)	3.285	3.56	3.81	3.13	2.45	1.91	1.49	1.18	0.74
Acumulada (MMMpc)	3.285	6.85	10.7	13.8	16.2	18.2	19.6	20.8	21.6

Año	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038 ²	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	1.673	1.494	1.284	0.841	0.672	0.364	0.231	Np
Anual (MMb)	0.61	0.55	0.47	0.31	0.25	0.13	0.08	
Acumulada (MMb)	17.2	17.7	18.2	18.5	18.7	18.9	18.96	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wKzXpwtXZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonR4qtQDsCcXYAgBUSKE4i/+ezi+N8lein3u2xVJjfrf+0k8xN3eqOSSsrxDOUgExkl8mKcry358hr+VrMerMr31at/Akv+Rik5gS6iXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikE2oEkHGiULW6l4OnjLw0l4HLPRg==

Producción Gas (MMpcd)	1.694	1.484	1.215	0.867	0.712	0.387	0.294	Gp
Anual (MMMpc)	0.62	0.54	0.44	0.32	0.26	0.14	0.107	
Acumulada (MMMpc)	22.2	22.7	23.2	23.5	23.7	23.9	23.99	

Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de 01 de mayo de 2023.

² Los pronósticos de producción agotan la reserva cuantificada en el año 2038.

Tabla 15. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

En la Figura 13 y Figura 14, así como en la Tabla 16 y Tabla 17, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, producción histórica real y el escenario de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para el aceite y para el gas respectivamente.

Aceite	Plan vigente 2015-2044	Real 2015-2023*	Plan propuesto a la vigencia de la Asignación 2023-2034**	Plan propuesto 2023-2038***
Volumen para recuperar (MMb)	21.38	17.64	18.05	18.96

Tabla 16. Comparación del volumen de aceite a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

* Real, del periodo de 2015 a febrero de 2023.

** Plan propuesto a la vigencia de la Asignación

***Del periodo de 1 de mayo 2023 al 31 de diciembre de 2038.

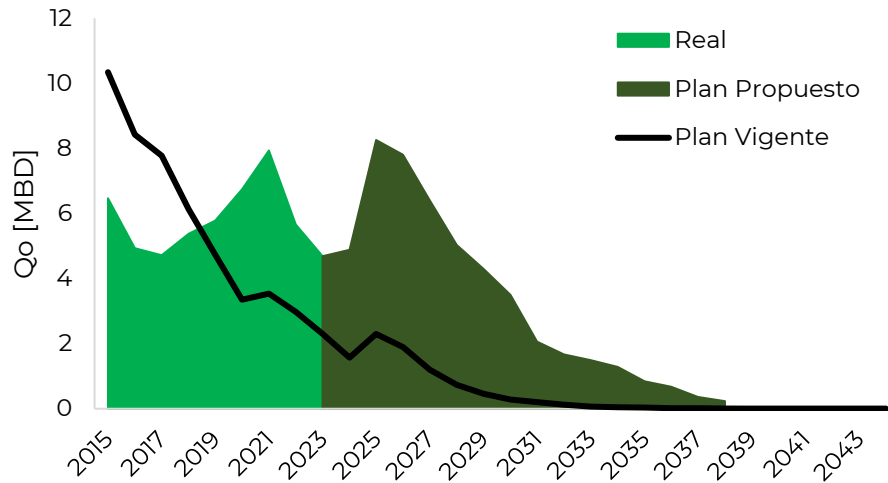


Figura 13. Pronóstico de producción de aceite del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Gas	Plan vigente 2015-2044	Real 2015-2023*	Plan propuesto a la vigencia de la Asignación 2023-2034**	Plan propuesto 2023-2038***

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5II+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N8lein3u2XVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrxDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPicEK2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

Volumen para recuperar (MMMpc)	33.17	22.83	23.03	23.99
--------------------------------	-------	-------	-------	-------

Tabla 17. Comparación del volumen de gas a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

* Real, del periodo de 2015 a febrero de 2023.
 ** Plan propuesto a la vigencia de la Asignación
 ***Del periodo de 1 de mayo 2023 al 31 de diciembre de 2038.

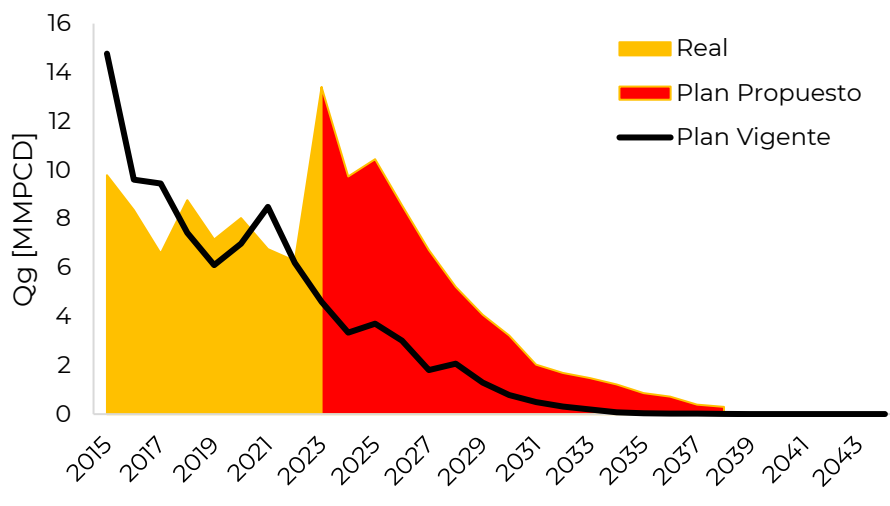


Figura 14. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

f) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

f.1) Características geológico – estructurales

Las actividades propuestas en esta modificación serán realizadas principalmente en los yacimientos del Mioceno Superior y Medio de las Formaciones Encanto y Concepción Superior cuyas características geológicas se describen a continuación.

El Campo Cinco Presidentes fue descubierto en 1960 por el pozo exploratorio Yucateco-1, (posteriormente denominado Cinco Presidentes-1 en 1963) terminado oficialmente como productor de aceite en la Formación Encanto de Edad Mioceno Superior, pozo que es considerado descubridor del campo Cinco Presidentes y se encuentra ubicado en la parte central de la Asignación; en esta parte del campo se cuenta con 31 arenas o unidades estratigráficas interpretadas geológicamente (25 de la Formación Encanto, 5 de la Formación Concepción Inferior y 1 de la Formación Concepción Superior).

En el año 2009 utilizando información sísmica y estudios de geología regional se perforó el pozo exploratorio Flanco-1 quedando productor de aceite y gas, el cual posteriormente cambió a Cinco Presidentes-950; dicho pozo descubrió un bloque adicional al suroeste (en adelante,

SW) del campo, incorporando producción en 4 unidades de la Formación Encanto de Mioceno Superior (EN-17, EN-18, EN-19 y EN-20) teniendo esta área el mayor desarrollo en la actualidad.

A continuación, se presentan las configuraciones estructurales de las cimas de los yacimientos CI-3, EN-1, EN-9 y EN10_1 del área Central y EN-17 y EN-18 en el área Flanco.

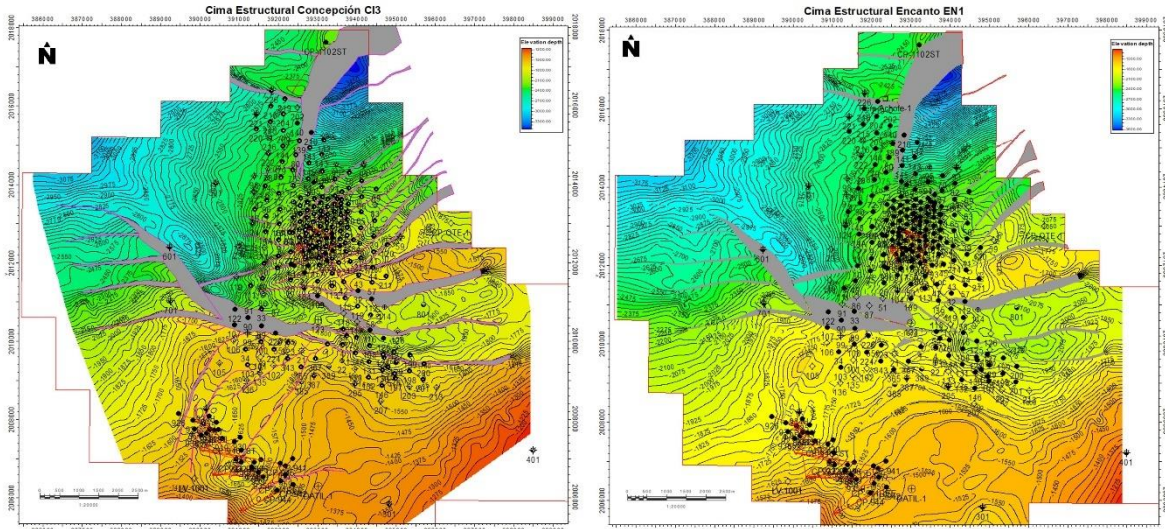


Figura 15. Configuración estructural de las cimas de los yacimientos CI-3 y EN-1 del área Central. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

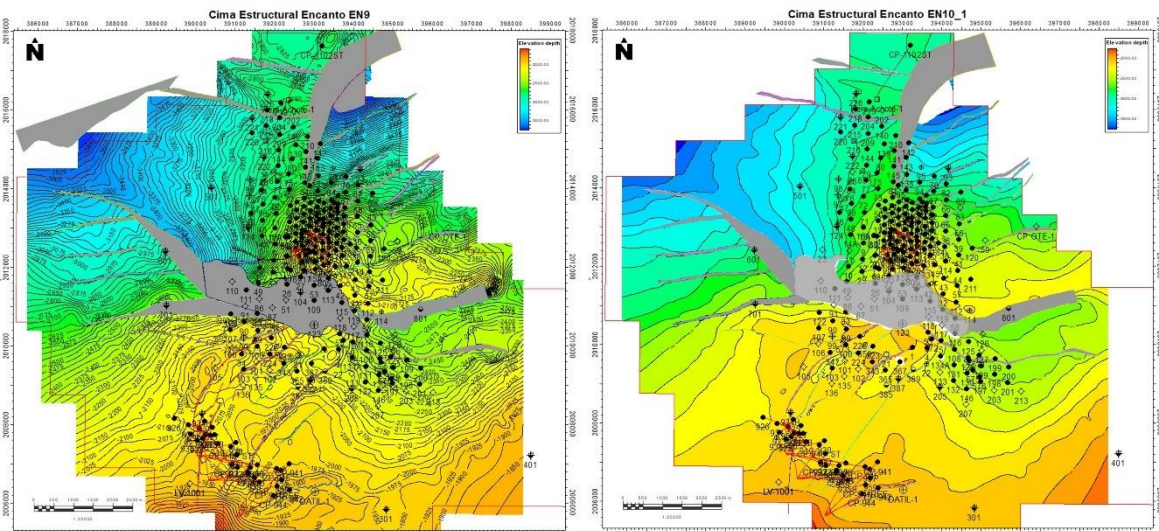


Figura 16. Configuración estructural de las cimas de los yacimientos EN-9 y EN10_1 del área Central. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

UnidOfugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5II+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtzZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnorR4qtQDsGcXYAgBUsKE4I/+ezi+N81ein3u2VJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUGExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+Rik5gS6IXRtMsn9zFwzhrMN/dWXWEIfPicEK2oEKHGulW6l4OnjLwl04HLPRg==

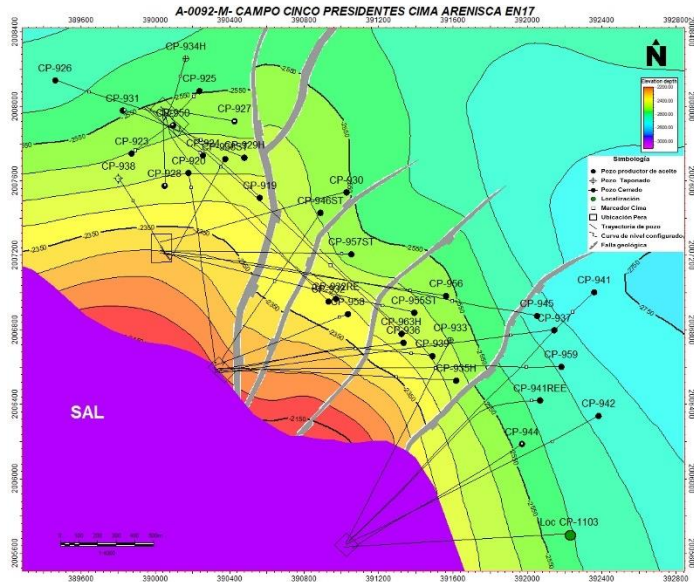


Figura 17. Configuración estructural de la cima del yacimiento EN-17 del área Flanco.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

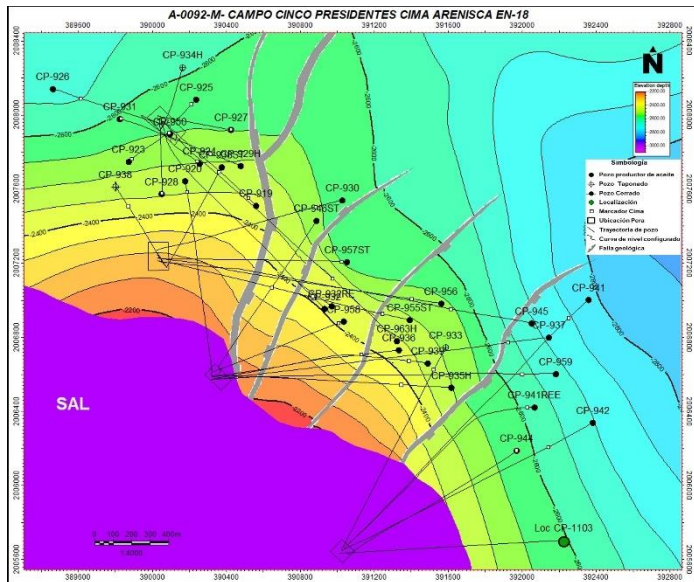


Figura 18. Configuración estructural de la cima del yacimiento EN-18 del área Flanco.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

La Formación Encanto consiste en areniscas y lutitas interestratificadas; ambas litologías tienen espesores verticales que varían de una unidad a otra, mientras que la formación Concepción Inferior suprayace a la Formación Encanto y se caracteriza por presentar gruesas capas de lutitas intercaladas con capas más delgadas de areniscas. Por último, en la parte SW

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5ll+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2VjJrf+0k8xN3JeqOSSsrXDOUGExklv8mKcry358hr+VrMerMr31at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfiPicEK2oEKHGiuLW6l4OnjLwoI4HLPRg==

del campo Cinco Presidentes se ubica el área denominada Flanco, en la cual se tiene un ambiente de depósito que está constituido por un complejo de canales y abanicos de talud.

La estructura del campo Cinco Presidentes es un alto estructural influenciado por el levantamiento de la sal. Para el caso de horizontes en el área, el Operador procedió con la interpretación de 5 cimas: CS (Concepción Superior), EN1 (Encanto 1), EN10 (Encanto 10), EN15 (Encanto15) y ANH (Cima de Sal). Figuras 19 y 20.

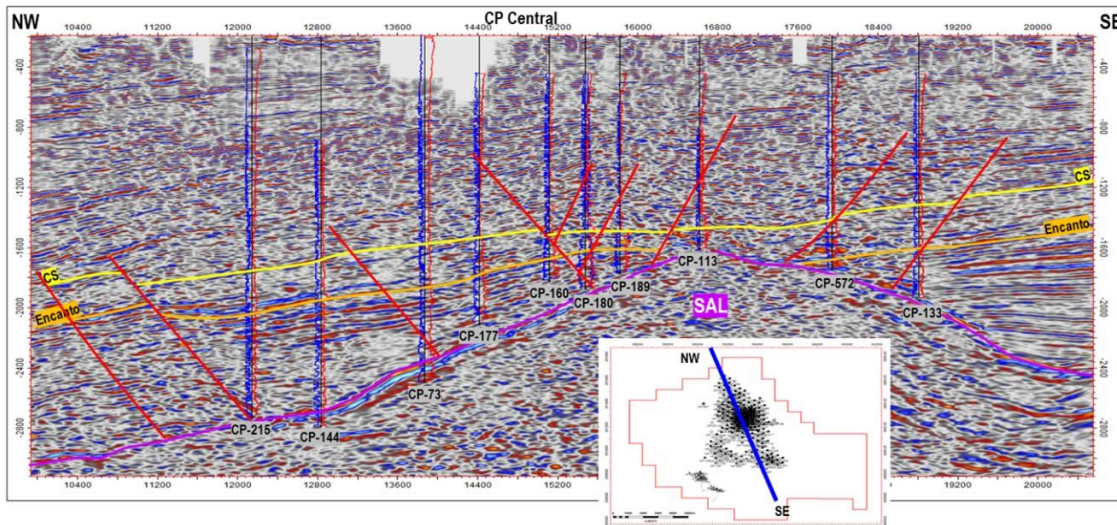


Figura 19. Sección sísmica dirección NW-SE asociada al área Central.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

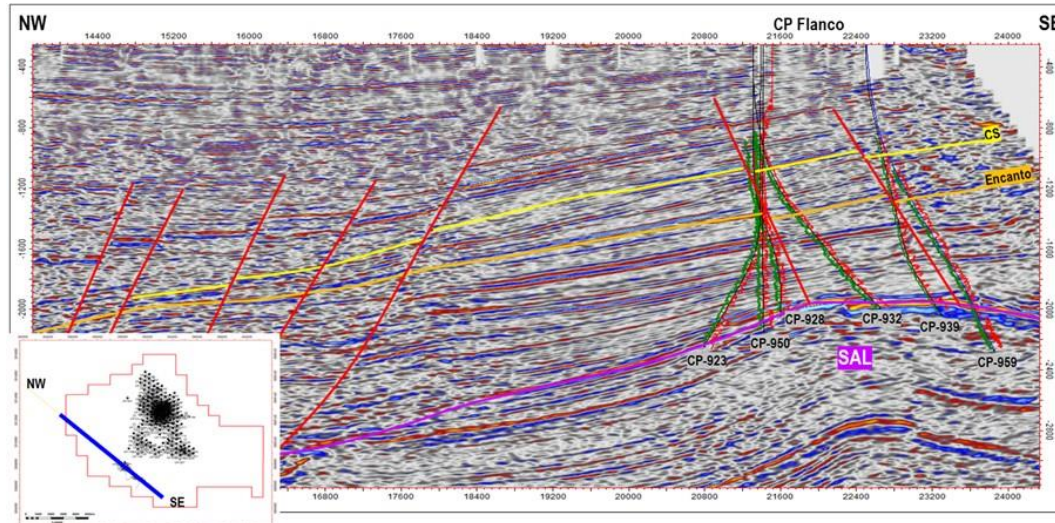


Figura 20. Sección sísmica dirección NW-SE asociada al área Flanco.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

UnidOfugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wKzXpwtXzS4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8Uonor4qtQDsCcXYAgBUSKE4i/+ezi+N8lein3u2VJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEKHGulW6l4OnjLw0l4HLPRg==

f.2) Perforación de pozos

En la modificación al PDE, el Operador propone perforar y terminar 3 localizaciones, el pozo Cinco Presidentes-1103 con objetivo MS 17-20 y los pozos Cinco Presidentes-805 y Cinco Presidentes-807 con objetivo Encanto-AN. En la Figura 21 se presenta el estado mecánico contemplado para el Pozo Tipo que se propone implementar en la presente modificación.

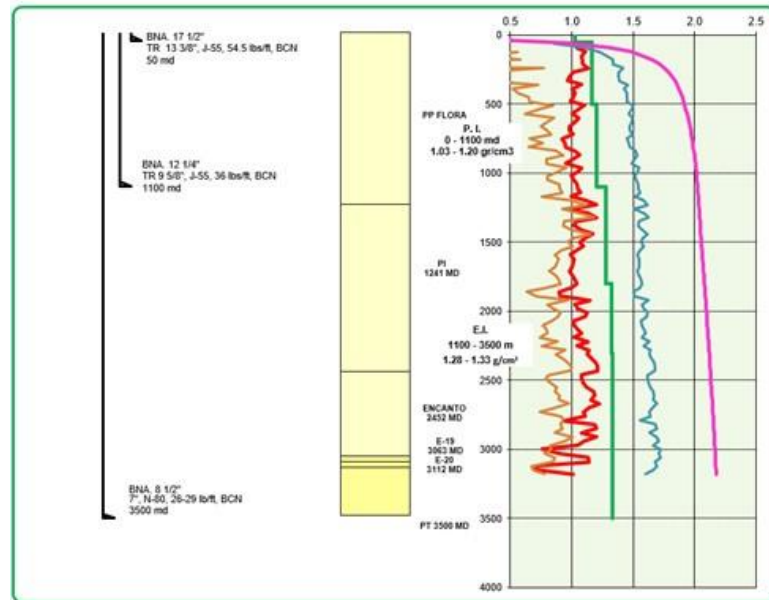


Figura 21. Estado mecánico de "Pozo tipo I".
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En la Tabla 18 se muestra el cronograma de perforación de los pozos programados en la modificación del PDE.

No.	Pozo	Yacimiento	Perforación		Terminación		Inicio de Producción
			Fecha Inicio	Fecha final	Fecha Inicio	Fecha final	
1	CP-1103	MS 17-20	04/04/23	04/05/23	04/05/23	14/05/23	24/05/23
2	CP-805	Encanto-AN	29/05/23	28/06/23	28/06/23	08/07/23	18/07/23

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CIml0k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Ii+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wKzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xV3jJrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

3	CP-807	Encanto-AN	23/07/23	22/08/23	22/08/23	01/09/23	11/09/24
---	--------	------------	----------	----------	----------	----------	----------

Tabla 18. Cronograma de perforación de pozos programados en la modificación.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De igual manera, como parte de la modificación el Asignatario contempla la ejecución de 46 RMA, las cuales se encuentran discretizadas de la siguiente forma de acuerdo con su objetivo:

Objetivo	Tipo de pozo	Intervención	Alcance	Número	Costo (MMUSD)
Encanto	Tipo I	RMA	Cambio de intervalo	7	0.82
Encanto	Tipo II	RMA	Conversión a pozo inyector	3	1.11
Encanto	Tipo III	RMA	Reacondicionamiento de pozos productores	1	1.11
Encanto	Tipo IV	RMA	Cambio de intervalo, adición y/o modificación	18	0.12
Encanto	Tipo V	RMA	Reacondicionamiento de pozos productores	9	0.12
Encanto	Tipo VI	RMA	Conversión a pozo inyector	8	0.12

Tabla 19. Discretización de reparaciones mayores.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El Asignatario presenta un programa de taponamiento de 165 pozos y en la Figura 22 se puede observar el diseño del estado mecánico del pozo tipo para taponar.

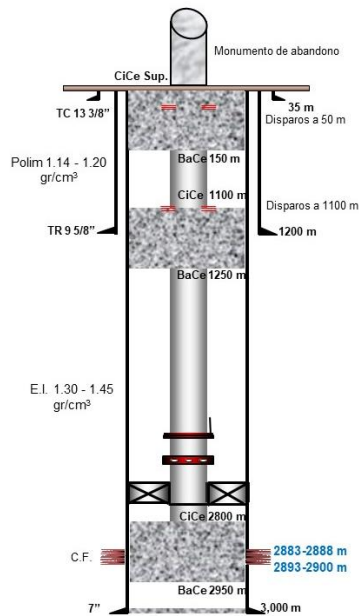


Figura 22. Estado mecánico pozo tipo para el taponamiento.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

f.3) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa o Programas), fue documentado por el Operador conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los LTMRS. Cabe señalar que para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRS por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico. Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRS el Programa presentado por el Operador contiene los siguientes elementos:

- I. Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa,
- II. Resultados del Estudio de Campos análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada,
- III. Resultados del Estudio de Factibilidad Económica probabilista,
- IV. Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa, y
- V. Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento.

f.3.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

La Asignación cuenta con 3 yacimientos: Encanto-AN, MS 17_20 y Encanto-GH. El Encanto-GH es un yacimiento de gas, el cual no tiene actividad física de desarrollo y por ende reserva, por lo tanto, el Asignatario no lo tomó en cuenta para el análisis. Las unidades de flujo referidas en

el estudio pertenecientes al yacimiento MS 17_20 son: Encanto 17 y Encanto 18, mientras que para el caso del yacimiento Encanto AN, se refiere a nivel yacimiento. El método de recuperación seleccionado consiste en la inyección de agua como Recuperación Secundaria.

El volumen de aceite y gas a recuperar, como parte del estudio de factibilidad económica, fue obtenido a partir del volumen original 3P del yacimiento seleccionado. De igual manera, el factor de recuperación atribuible a cada proceso analizado fue obtenido de acuerdo con información de campos análogos.

En la siguiente tabla se presenta el resumen con las características a considerar para la evaluación de los posibles métodos de recuperación adicional.

Formación	Densidad @ c.s. (°API)	Viscosidad @ c.s. (cP)	Saturación de aceite (%)	Espesor Neto (m)	Permeabilidad (mD)	Profundidad del Plano de Referencia (mv)	Porosidad (%)	Temperatura (°C)	Volumen original de aceite (MMb)	Volumen original de gas (MMMpc)
Encanto (Encanto AN)	35.17	0.5113	45	40-80	70-180	2,370	16-24	80	1,014.01	1,116.22
Encanto (MS 17_20)	34.9	0.771	63	20-60	90-200	2,598.2	14-26	75.4	94.13	55.60

Tabla 20. Características de los yacimientos a considerar para los posibles procesos de recuperación analizados. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

f.3.2) Resultados del Estudio de Campos análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada para los Yacimientos Encanto AN y MS 17_20

Los procesos evaluados por el Operador fueron basados en estadísticas de Campos con procesos exitosos y que reflejan los criterios de selección recomendados; pretendiendo identificar los procesos potenciales que apliquen a los Yacimientos y encontrar Campos análogos a nivel mundial que permitan conocer los resultados obtenidos.

El Operador llevó a cabo la selección a través de la herramienta EOR SELECTOR 1.0 y DAKS, tomando en cuenta numerosos Yacimientos alrededor del mundo, donde se han aplicado diferentes tipos de procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos del análisis de campos análogos:

Campo	País	Prof. (mv)	Temp. (°C)	Ø (%)	Perm. (mD)	ρ (°API)	μ (cp)	Proceso	% Analogía
Cinco Presidentes	México	2,240 – 2,850	75-80	14-26	70-200	33-36	0.5-0.8	-	-
Prudhoe Bay	E.U.A	2,438.4	110	22	265	27.9	0.8	Inyección de agua, Inyección de gas	91.8
Yaerxia	China	2,336.9	77.2	22.4	353	33	0.8	Inyección de agua	88.8

White Rose	Canadá	2,529.8	106.1	15	127	31	0.7	Inyección de agua, Inyección de gas	87.1
Ivanic	Croacia	1,630	98	21.3	34	33.4	0.8	Inyección de agua, WAG inmiscible, Inyección de CO ₂ inmiscible	86.1
Otates	México	2,146.5	84	22	154	34	0.7	Inyección de agua	86

Tabla 21. Campos con mayor porcentaje de analogía a los yacimientos AN y MS 17_20
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Con base en el estudio de campos análogos y procesos potenciales aplicables anteriormente citado, se seleccionó el proceso con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la **inyección de agua** la que más beneficios podría generar. En la Tabla 22 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio, en orden de mayor a menor impacto.

Proceso	Observaciones
1 Inyección de agua	Análisis técnico económico de infraestructura, fuente de suministro.
2 Inyección de Gases Hidrocarburos	Poca disponibilidad del recurso requiere infraestructura adicional
3 Inyección de CO ₂	No existe disponibilidad del recurso, requiere infraestructura

Tabla 22. Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Para los yacimientos de areniscas productores de aceite en donde se ha aplicado el proceso de inyección de agua y se reporta el factor de recuperación en la base de datos DAKS, se realizó un análisis probabilístico mediante el modelo de simulación Montecarlo en la herramienta Oracle Crystal Ball. Los factores de recuperación de aceite fueron catalogados para el análisis, considerando el tiempo de vida productiva con que contaba el campo al aplicar el proceso de inyección de agua y que son:

1. Implementación de inyección de agua antes de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.
2. Implementación de inyección de agua después de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.

f.3.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

Los volúmenes recuperables de aceite y gas, bajo la aplicación del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua fueron determinados a través del análisis a detalle de cada yacimiento, resultando un factor de recuperación de aceite de 4.71%. Sin embargo, derivado de que se realizará un proceso de inyección de agua sectorizado y solamente en algunas unidades de flujo, con arreglos de inyección uno a uno, además de la complejidad geológica,

así como la madurez y depresionamiento del campo Cinco Presidentes, el Operador utilizó un factor de recuperación de **1.17%**.

Yacimiento	Total	Encanto-AN	MS-17_20
Volumen original 3P de aceite (MMb)	1,107.38	1,014.01	94.13
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	1,171.37	1,116.22	55.60
Factor de recuperación (FR)	1.17	0.95	3.59
Volumen de aceite a obtener (MMb)	12.97	9.59	3.38
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	12.64	10.81	1.83

Tabla 23. Volúmenes de aceite y gas a recuperar derivado del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En la Tabla 24 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el VPN después de impuestos es positivo.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	401.11	111.21	289.90
VPI	MMUSD	70.65	70.65	---
VPN/VPI	MMUSD	5.68	1.57	--

Tabla 24. Resultados de la evaluación económica determinista.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Resultados del Análisis Montecarlo

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de inyección de agua en los yacimientos Encanto-AN y MS 17_20 del campo Cinco Presidentes se muestran en la Tabla 25, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Eficiencia de Inversión (VPN/VPI).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	150.30	184.0	221.10
	Después de Impuestos	53.0	69.70	88.20
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	336.75	389.25	446.01
	Después de Impuestos	83.91	108.40	135.49
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	4.74	5.54	6.41
	Después de Impuestos	1.18	1.54	1.93

Tabla 25. Indicadores económicos del proyecto de recuperación mejorada, Evaluación Probabilista..

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

De acuerdo con los análisis probabilísticos de cada yacimiento, se observa que la inyección de agua en los Yacimientos Encanto-AN y MS 17_20 es rentable.

f.3.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

Procesos no Viables Técnicamente:

Debido a la falta de disponibilidad del gas hidrocarburo o CO₂ de inyección, este no fue analizado, ya que se requeriría además de una fuente de suministro de fluido de inyección, infraestructura e instalaciones adicionales y especiales para su aplicación a corto y mediano plazo.

Procesos Viables Técnicamente:

El proceso viable técnicamente para los Yacimientos Encanto-AN y MS 17_20 es la inyección de agua ya que es una tecnología probada a nivel mundial, es favorable para aceites medianos a ligeros y es el que más beneficios podría generar.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	9.12	20.91	37.36
Mayor a 15 años de vida productiva	4.71	11.42	27.68

Tabla 26. Percentiles del factor de recuperación para inyección de agua
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Debido a las características de campos mexicanos, así como a la experiencia adquirida en la aplicación de procesos de recuperación adicional, y partiendo de la consideración de que la inyección de agua ya fue implementada dentro del Campo Cinco Presidentes, se considera factible considerar que se contará con un factor de recuperación adicional calculado a partir de un modelo de simulación del orden de 1.17%.

f.3.5) Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento

De acuerdo con el estudio presentado por el Asignatario y analizado por esta Comisión, se determina que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en los Yacimientos de la Asignación es la inyección de agua, la cual resulta viable técnica y económicamente.

El proyecto de Recuperación Secundaria considera 17 pozos inyectoros y 18 pozos productores. Para la inyección de agua en el bloque II del Área Central, en su Etapa 1, comprende 7 arreglos irregulares en las arenas Encanto AN (EN-1, EN-2, EN-5, EN-6, EN-10, EN-10_1, EN-10_2, EN-10_3 y C1-3). Un primer arreglo comprende los pozos CP-31D (inyector), CP-921 y CP-913 (productores) en la formación EN-1. Para un segundo arreglo el pozo CP-31 (inyector) y CP-918

(productor) en la arena E-10_1, EN-10_2 y EN-10_3. Un tercer arreglo con los pozos CP-20T (inyector) y CP-913 (productor) en la arena EN-2. El cuarto arreglo son los pozos CP-148 (inyector) y CP-173 (productor) para la arena EN-1. El quinto arreglo comprende los pozos CP-164 (inyector), CP-803 y CP-165 (productores) en la arena CI-3. Un sexto arreglo con los pozos CP-901 (inyector), CP-17 y CP-904 (productor) en las arenas EN-2, EN-5 y EN-6. Un séptimo arreglo con los pozos CP-172 (inyector) y CP-912 (productor) en la arena EN-10.

Para el Área Central como parte de la etapa de masificación en el bloque I, III y VI considera 6 pozos inyectoros con el mismo número de arreglos irregulares en las arenas Encanto AN (EN-1, EN-3, EN-6, EN-9 y EN-10). El octavo arreglo comprende CP-915 (inyector) y CP-173D (productor) en la arena EN-9. Un noveno arreglo se tiene con los pozos CP-172 (inyector) y CP-173D (productor) en la arena EN-10. El décimo arreglo tiene los pozos CP-161 (inyector) y CP-157 (productor) para la arena EN-6. Para el onceavo arreglo se cuenta con los pozos CP-30 (inyector), CP-902 y CP-910 (productores) en la arena EN-3. Para el arreglo doceavo los pozos CP-909 (inyector) y CP-189 (productor) en la arena EN-9. En el arreglo treceavo los pozos CP-907 (inyector) y CP-28 (productor).

Para el área Flanco se consideraron arreglos periféricos con 4 pozos inyectoros en las arenas MS17_20 (E-17 y E-18). Para el arreglo Catorceavo los pozos inyectoros CP-927, CP-923, CP-950 (inyectores) y los pozos CP-920, CP938 (productores) en arenas E-17. El quinceavo arreglo contiene los pozos CP-929, CP-950 (inyectores) y CP-920, CP-928 (productores) en la arena E-18. A continuación se muestran mapas estructurales con los arreglos propuestos por el Asignatario por área.

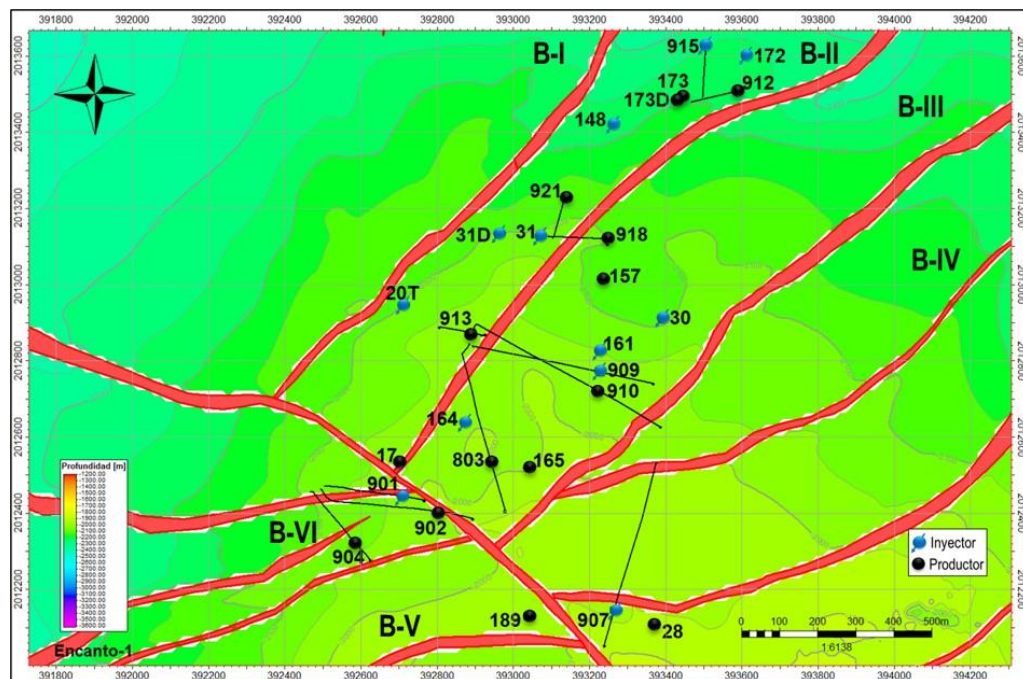


Figura 23. Mapa estructural de la arena EN-1 donde se muestra el arreglo de pozo inyectoros y productores para el Área Central.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VvTuKjAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnorR4qtQDsCcXYAgBUSKE4i/+ezi+N8lein3u2xVJjfrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RiK5gS6iXRtMsn9zFwzhrMN/dWXWEIfiPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

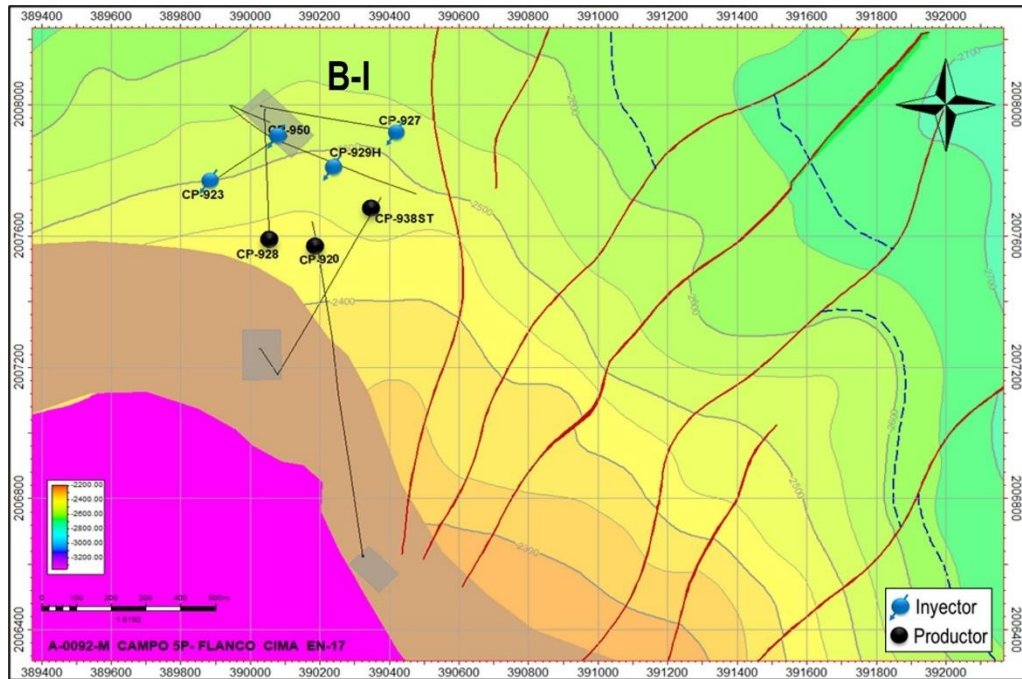


Figura 24. Mapa estructural de la arena EN-17 donde se muestra el arreglo de pozo inyectoros y productores para el Área Flanco.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

f.4) Modelo de infraestructura

La infraestructura actual perteneciente a la Asignación está conformada por:

- 1 Batería de Separación Cinco Presidentes 1.
- 1 Batería de Separación Cinco Presidentes 2.
- Estación de Compresión de Agua Cinco Presidentes.
- Planta de Inyección de Agua Cinco Presidentes.
- 48 ductos instalados de los cuales: 8 son acueductos, 14 son gasoductos, 8 son oleoductos y 18 son oleogasoductos.

En la modificación al Plan de Desarrollo el operador tiene contemplado la construcción de 22 ductos de los cuales: 11 son acueductos, 4 son gasoductos, 6 son oleogasoductos y 1 es oleoducto.

f.5) Abandono y desmantelamiento

En función de la última producción de hidrocarburos se programa el abandono de los pozos de desarrollo, con el objeto de reactivar o movilizar el equipo de perforación necesarios para

realizar en 1 o 2 trenes de intervenciones las actividades asociadas al taponamiento y abandono de todos los pozos ubicados en la Asignación. Se considera un programa general de taponamiento de pozos para la Asignación, respetando las particularidades de cada pozo al momento de la intervención, por lo que la premisa principal es considerar un programa que garantice la integridad mecánica del pozo, así mismo garantizar la desincorporación de activos no productivos para el Asignatario. La Figura 25 muestra el cronograma de las actividades para el abandono de pozos.

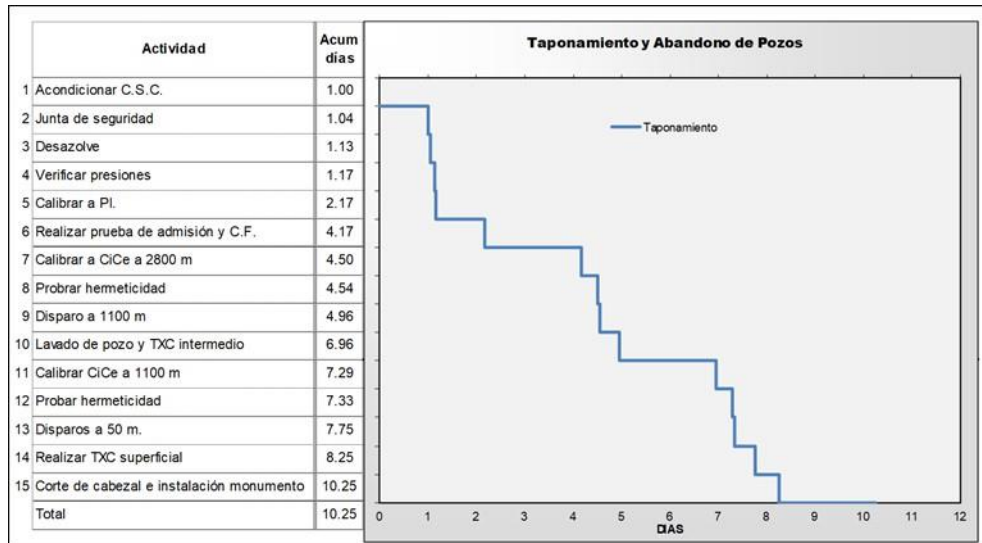


Figura 25. Cronograma de actividades para el abandono de pozos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Para el caso de la Batería de Separación Cinco Presidentes 1, la Asignación termina su perfil de producción en el 2038, por lo que en el año 2039 se contempla el desmantelamiento y abandono de las mismas. Por otra parte, se tiene en programa la desincorporación de la Batería de Separación Cinco Presidentes-2 para el año 2024, mientras que la Estación de Compresión Cinco Presidentes así como la Planta de Inyección de Agua Cinco Presidentes, que son instalaciones compartidas con otros campos del Activo de Producción Cinco Presidentes, se abandonarán en el 2056 año en que deja de producir el último campo del Activo de Producción Cinco Presidentes.

En la Tabla 27 se presenta el cronograma de abandono y desmantelamiento de instalaciones de la Asignación.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pozos	14	34	19	10	6	9	2	9	3	2	-	3	-	-	1	-	34	-	-	-	-	-
Ductos*	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	55	-	-	-	-	-
Infraestructura		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-

2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2

*El abandono de las líneas de captación y líneas de inyección van asociados a las fechas de abandono de los pozos

Tabla 27. Cronograma de desmantelamiento de instalaciones de la Asignación.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Derivado de la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción referente a la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido 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, 42, 43 y 44, de los LTMMH, realizó el análisis y la evaluación técnica de la estrategia presentada por el Asignatario para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo Cinco Presidentes, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Asignatario realizó la siguiente propuesta:

Actualmente cuenta con dos Baterías de Separación, 1 Estación de Compresión y 1 planta de inyección de agua. La producción de dicha Asignación es recolectada a través de 8 cabezales de recolección para ser enviada por medio de 18 oleogasoductos a la Batería de Separación Cinco Presidentes 1 y Batería de Separación Cinco Presidentes 2.

La función principal de las Baterías de separación Cinco Presidentes 1 y 2, consiste en recibir la producción como mezcla multifásica que proviene de los pozos productores de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes en el cabezal primario y separarla en dos fases (aceite y gas) por efectos de diferencias de densidades y por el efecto combinado de los cambios de velocidad y choque de la mezcla originado en los separadores bifásicos. La producción de líquidos (agua-aceite) se envía hacia tanques de almacenamiento y posteriormente se bombea a través del oleoducto de 10" Ø x 10.433 km hacia la Planta Deshidratadora La Venta para su deshidratación y desalado. En este proceso se alcanza los parámetros óptimos de agua y sal en el crudo para su envío mediante bombas con previa medición a través de un oleoducto de 18" Ø x 2.9 km hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C.P).

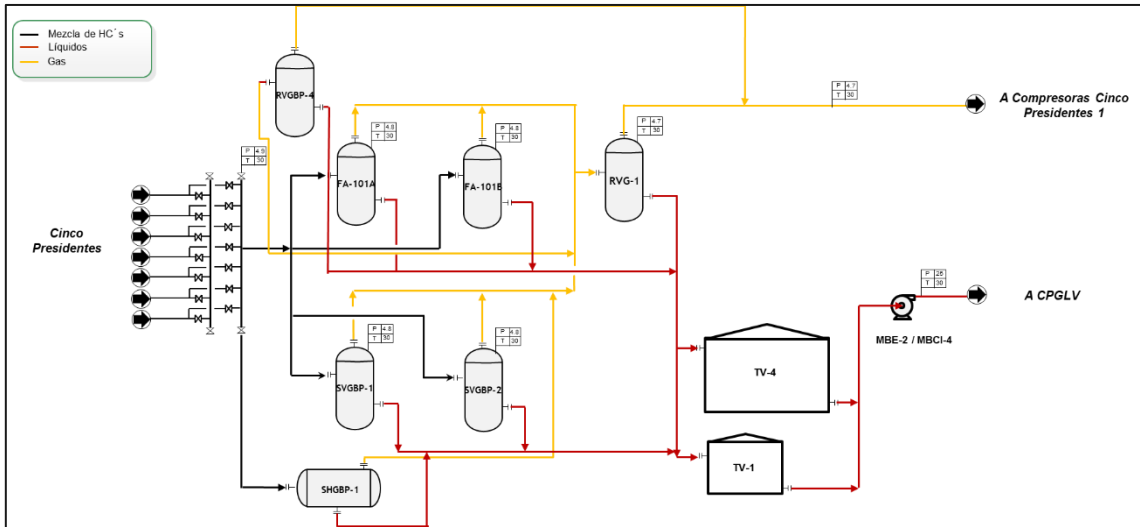


Figura 26. Proceso de los hidrocarburos líquidos de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

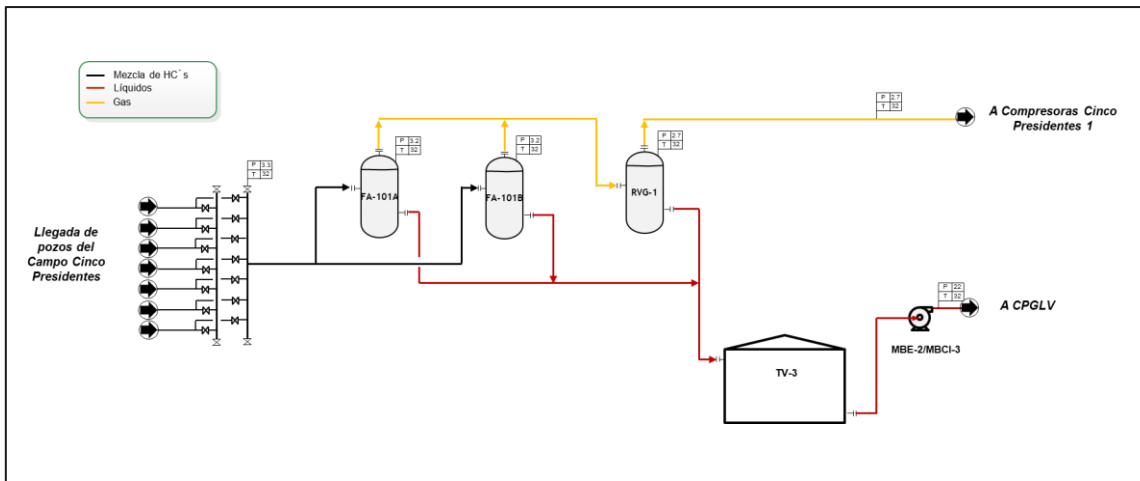


Figura 27. Proceso de los hidrocarburos gaseosos de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Por otra parte, el gas proveniente de la separación pasa a rectificación y después se envía a la Estación de Compresión Cinco Presidentes 1 donde se cuenta con un medidor de flujo tipo V-Cone. La función principal de la Estación de Compresión Cinco Presidentes 1 es recibir y comprimir 38.13 MMpcd de gas proveniente de la Batería de Separación Cinco Presidentes 1, Batería de Separación Cinco Presidentes 2 y Batería de Separación Rodador. Este flujo de gas se maneja mediante 3 motocompresores y 4 Turbocompresores, los cuales realizan la compresión del gas en tres etapas, para elevar su presión a 60 kg/cm², dando preferencia al servicio de Bombeo Neumático de las Asignaciones A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes y A-0292-M-Campo Rodador y el excedente se envía al Complejo Procesador de Gas La Venta, a

través del gasoducto de 16"Ø x 12.896 km y se entrega a petroquímica para su posterior procesamiento.

La Planta de Inyección de Agua Cinco Presidentes, recibe en promedio 23 Mbpd de agua congénita, proveniente del proceso de deshidratación que se lleva a cabo en la Planta Deshidratadora La Venta, a través del acueducto 14"Ø x 15.2 km a una presión de 16 kg/cm². Actualmente la inyección de agua se efectúa a 14 pozos inyectores del campo Cinco Presidentes: CP-19, CP-19T, CP-20T, CP-31, CP-31D, CP-73, CP-73Q, CP-73T, CP-74, CP-74C, CP-74T, CP-94, CP-153 y CP-176. Por lo anteriormente, mencionado esta instalación da servicio de disposición de agua congénita a otras Asignaciones como: A-0034-2M- Campo Ayocote, A-0027-M- Campo Arroyo Prieto, A-0145-2M- Guaricho, AE-0339-2M- Campo Tiumut, A-0047-M- Campo Blasillo, AE-0036-2M- Campo Bacal, A-0292-2M- Campo Rodador, A-0092-2M- Campo Cinco Presidentes, A-0284-3M- Campo Rabasa, A-0051-2M- Campo Brillante, AE-0009-5M - Tucoo-Xaxamani – 01 (Octli-Cahua-Teca), A-0195-3M- Campo Los Soldados, R01L03A07 - Cuichapa-Poniente, A4 Ogarrio, AE-0395-2M - Magallanes-Tucán-Pajonal y A-0300-M- Campo San Ramón.

El Operador manifestó que para la infraestructura futura para la Asignación A-0092-2M- Campo Cinco Presidentes contempla el desarrollo de pozos a perforar, infraestructura superficial requerida para la Asignación, la optimización de instalaciones, el desmantelamiento y abandono de la Batería de Separación Cinco Presidentes 2, infraestructura para el manejo de agua residual y la infraestructura para el proyecto de Recuperación Secundaria, con lo cual se construirán 22 ductos de los cuales: 11 son acueductos, 4 son gasoductos, 6 son oleogasoductos y 1 es oleoducto.

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

Medición de Petróleo

El Punto de Medición para Petróleo propuesto para el Campo Cinco Presidentes son los siguientes:

- Centro Comercializador de Crudo Palomas tecnología Ultrasónica y Turbina con tag de identificación PA-100, PA-200 y PA-300.

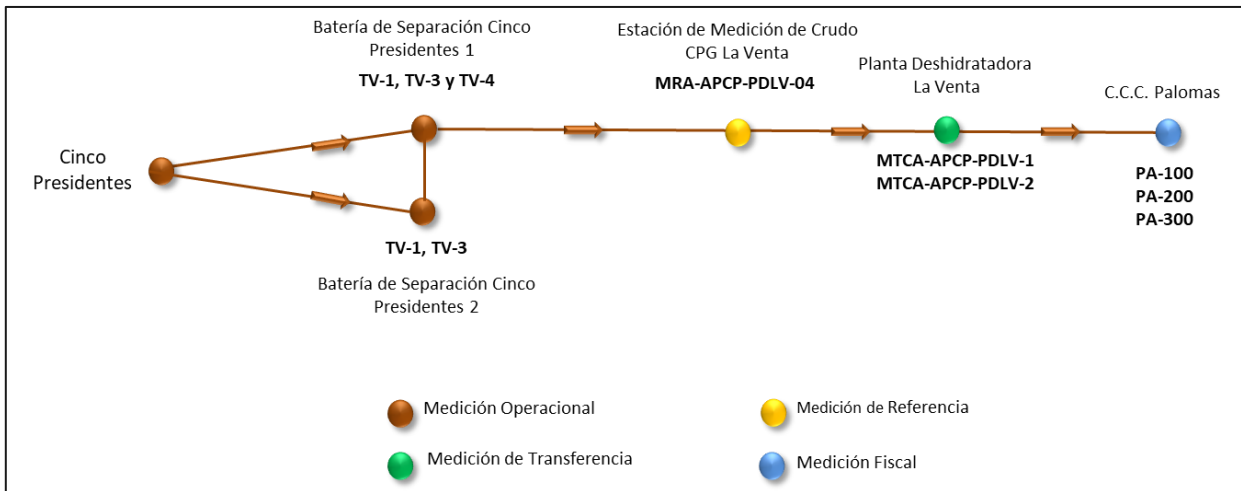


Figura 28. Punto de Medición de Petróleo para la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Medición de Gas

El Punto de Medición para Gas propuesto para el Campo Cinco Presidentes son los siguientes:

- Complejo Procesador de Gas La Venta los sistemas MTCG-APCP-CPGLV-PO-101, MTCG-APCP-CPGLV-PO-102, MTCG-APCP-CPGLV-PO-103, todos con tecnología tipo Placa de Orificio.

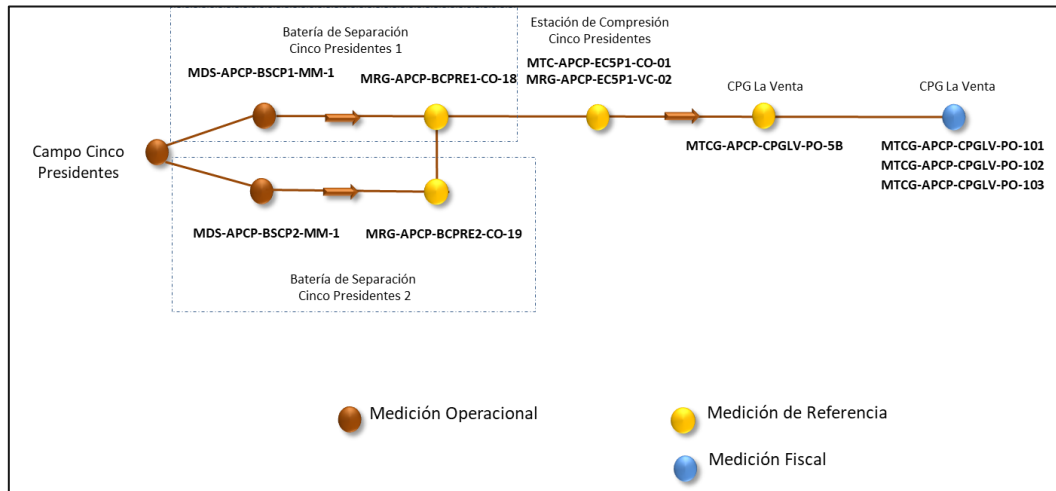


Figura 29. Punto de Medición de Gas para para la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

UnidOfugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k4gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5ll+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrxDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfiPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPrg==

Medición de Agua

El agua congénita resultante del proceso de deshidratación ocurre dentro de la Planta Deshidratadora La Venta y la Estación de Medición de Crudo La Venta a través de medidores de corte de agua. La determinación del corte de agua de los pozos se realiza a través de muestras tomadas a boca de pozo, a través de una válvula de ½” para toma de muestras. La muestra, tomada por personal operativo, se envía a un laboratorio de producción propiedad de PEMEX, ubicado en Agua Dulce, Veracruz, el cual realiza ensayos de laboratorio conforme a la ASTM D 4007-02 “Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method” para determinar el corte de agua y el porcentaje de sólidos de las muestras.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, se llevó a cabo la siguiente evaluación:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Il+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/AKv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción PEP</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-0092-2M</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Cinco Presidentes</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Plan de Desarrollo</u>							
 Comisión Nacional de Hidrocarburos							
No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Guía	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.	LTMHM, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	Presenta una propuesta de medición de los Hidrocarburos extraídos de la Asignación Cinco Presidentes durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, donde se consideran Punto de Medición para Gas el Complejo Procesador de Gas La Venta y para Líquidos el Centro Comercializador de Crudo La Venta.	Sin observación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario propone medir los hidrocarburos mediante los siguientes Puntos de Medición: CCC Palomas Petróleo y CPG La Venta Gas	Información ubicada en el apartado de medición apartado III. Diagramas Generales de Infraestructura.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMHM, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II. Medición de Hidrocarburos.	La política de medición contempla la implementación de un Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, se llevarán a cabo a partir del año 2023. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Confirmación metrológica		Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-OP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, se llevarán a cabo a partir del año 2023. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Elaboración de balance		Si	Si	Presentó un procedimiento de balance para Gas y Líquidos con el número PO-PO-OP-0129-2019 y PO-PO-OP-0144-2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, se llevarán a cabo a partir del año 2023. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-OP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, se llevarán a cabo a partir del año 2023. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	Presentó diagramas esquemáticos de la infraestructura a utilizar, algunos DTI's con vista general, ubicando los Puntos de Medición, Referencial y de Transferencia, diagramas de medidores en las mediciones operacionales, referencia, transferencia y fiscales tanto para Petróleo y Gas	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para Petróleo, gas y agua
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM	Si	Si	Presenta la descripción de los sistemas y su ubicación en diagramas de las instalaciones a utilizar (Operacional, de Referencia, Transferencia (gas) y Fiscal).	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHM 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 LTMHM.	Si	Si	Presenta información con la que se cuenta actualmente sobre los PM para Gas, no cuenta con Patrones de referencia, la trazabilidad estará a cargo de terceros acreditados.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3At0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VwTukJAUN46wkzXpwtzS4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6Dtyz2iEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJrf+0k8xN1eqQSSsrXDOUGExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9z2FwzhrMN/dWXWEIfPiKec2oEKHGulW6l4OnjLw0l4HLPRg==

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	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizaron a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, se llevarán a cabo a partir de abril 2023. Presenta un programa de Capacitación de Competencias Técnicas para el personal que Administra los Sistemas de Medición de Hidrocarburos.	En los programas o cronogramas se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMMH, 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	El Asignatario entregó programas de actividades relacionados a la mejora de los valores de incertidumbre de los Puntos de Medición y para las mediciones Operacionales, de Referencia y Transferencia.	Se deberá dar seguimiento a esta actividad.
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 LTMMH.	Si	Si	Presenta el desglose de las inversiones y costos operativos del mantenimiento, calibración, operación y gerenciamiento de los Sistemas de Medición relacionados a las mediciones operacionales, referenciales y de transferencia. Las inversiones y costos son el insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, siendo la base fundamental para mantener dentro de los límites establecidos los niveles de incertidumbre de los Sistemas de Medición de la A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes	Estas inversiones presentadas por el Asignatario pretende mantener dentro de los límites establecidos en los LTMMH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición.
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	El Asignatario presenta dentro del programa de implementación de los Mecanismos de Medición las actividades a realizar para la elaboración de la Bitácora de Electrónica y un Programa de Actualización de censo y documentación metrológica en la Bitácora Electrónica de Gestión y Gerenciamiento de Medición (BEGyGM). Además de presentar un Programa de Actualización de Bitácora Electrónica considerando los nuevos sistemas de medición para conformar su expediente metrológico y así cumplir con la GYG.	Es importante verificar la implementación y verificar la información a contener en la bitácora de registro.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario manifiesta que durante la duración de PDE, se llevaron a cabo la ejecución de los programas de diagnósticos en los sistemas de medición. Además de anexar Programa de Diagnósticos de los Puntos de Medición en la carpeta del Artículo 42, fracción XI	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
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 presentó un programa de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos por parte del operador, incluyendo al Responsable Oficial.	En la información presentada se identifica que se encuentra en programa la capacitación del personal responsable de la medición de los Hidrocarburos de la Asignación Cinco Presidentes por lo que el Asignatario presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos en metrología.
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	Los indicadores de desempeño a implementarse en la medición de hidrocarburos del Campo Cinco Presidentes empezarán a partir del año 2023 hasta el año 2042.	Será importante dar un seguimiento puntual a los indicadores de desempeño mediante supervisión y el avance de las mismas.
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	El Asignatario presentó los datos de un Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición.	Será necesario dar seguimiento a las actividades de capacitación para subsanar el requerimiento de los conocimientos básicos en metrología de hidrocarburos. Se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de Medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación.
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 observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.
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 Asignatario manifiesta que los PM propuestos para Petróleo y Gas contarán con Telemetría y cumplir con lo estipulado en el Artículo 19 de los LTMMH de acuerdo a sus programas presentados.	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la medición de los Puntos de Medición. Se deberá de dar seguimiento puntual a este compromiso presentado por el Asignatario.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUj62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4s3j7VwTuKjAUN46wkzXpwtzS4BWRzGAD9BPQuHGorvLwp6DyYziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsrLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2XVjJfj+0k8xN1eqOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zFwzhrMN/dWXWEIfPicEK2oEKHGulW6l4OnjLwoI4HLPrg==

19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el asignatario manifiesta el compromiso de dar cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en los LTMMH para Petróleo y Gas.	Se deberá dar seguimiento puntual a este compromiso presentado por el Asignatario.
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	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Asignatario, los sistemas de medición propuestos cuentan con computadores de flujo de acuerdo a las normas aplicables para este elemento terciario.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	La trazabilidad metrológica estará a cargo de laboratorios acreditados para la calibración de los sistemas de medición propuestos para Petróleo y Gas, además de que el Asignatario presenta un programa de calibraciones para los sistemas de medición de la Asignación Cinco Presidentes	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
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	De acuerdo a la información presentada, se identifica que actualmente no se cuenta con un patrón de referencia.	Cabe resaltar que la Trazabilidad Metrológica se dará a través de terceros acreditados y sus patrones de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	La determinación del corte de agua de los pozos se realiza a través de muestras tomadas a boca de pozo, a través de una válvula de ½" para toma de muestras. La muestra, tomada por personal operativo, se envía a un laboratorio de producción propiedad de PEMEX, ubicado en Agua Dulce, Veracruz	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se identifica que se aplicara conforme a la Normatividad, la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de medición operacional a través de medidores portátiles y Medición con Cinta en Tanques Verticales	Se deberá dar seguimiento al tipo de medición que se realizara a boca de pozo.
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 a la ubicación en la que se entregaran al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	Con respecto a la medición operacional a boca de pozo de la Asignación Cinco Presidentes, se realiza con una frecuencia máxima de una vez al mes para evaluar la totalidad de los pozos, los cuales corresponden a yacimientos de Petróleo y gas	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTMMH.

Figura 30. Evaluación de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Producción y Balance

De acuerdo a la solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo asociado a la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, el Asignatario presenta el "Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas", el "Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gas", así como el "Procedimiento Operativos para la Elaboración del Balance", en los cuales se describen la metodología para la medición de hidrocarburos, asignación, determinación de la participación volumétrica en los sistemas de medición del tipo operacional, referencial, transferencia y Puntos de Medición Fiscal, así como el balance de hidrocarburos de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes considerando las corrientes que confluyen de otras asignaciones, basado en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP (SIAPPEP), para realizar el ajuste volumétrico de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos en la Asignación.

Respecto a lo anterior y derivado a la mezcla de corrientes de varias Asignaciones, el Asignatario considera el prorrateo para la distribución volumétrica proporcional de los hidrocarburos producidos, para la asignación de volúmenes de hidrocarburos líquido y gas correspondiente al Campo Cinco Presidentes, por medio de metodologías sustentadas en las

mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia, registro en sistemas institucionales y balances volumétricos desde los pozos de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes hasta los Puntos de Medición de hidrocarburo líquido y gas.

Para el manejo y medición de hidrocarburos producidos en el Campo Cinco Presidentes, el Asignatario tiene considerado enviar la corriente de hidrocarburos hacia la Batería de Separación Cinco Presidentes 1 y a la Batería de Separación Cinco Presidentes 2, donde el crudo (medición operacional) se separa del gas (medición operacional y de referencia). Posteriormente, la fase líquida pasa por la Estación de Medición de Crudo La Venta (medición de referencia) y después se envía a la Planta Deshidratadora La Venta (medición de transferencia), donde se almacena y deshidrata para su bombeo hacia el C.C.C. Palomas, donde se ubica el Punto de Medición de hidrocarburos líquidos. Por otra parte, la producción de gas es enviada hacia la Estación de Compresión Cinco Presidentes (medición de referencia), y posteriormente hacia la Red de Bombeo Neumático de la asignación campo Cinco Presidentes y el Centro Procesador de Gas La Venta para su medición de referencia y fiscal, donde se ubica el Punto de Medición para el Gas. El Asignatario manifiesta que durante el proceso de manejo de gas en las estaciones de compresión se obtienen líquidos conformados por condensados y agua, sin embargo, los volúmenes producidos de estos son marginales, por lo que se disponen directamente al sistema de manejo de hidrocarburos líquidos (recirculación) en las Baterías de Separación, siendo cuantificados en los sistemas de medición operacionales, de referencia y transferencia de los hidrocarburos líquidos.

Por lo anterior, y derivado al cálculo de la repartición volumétrica mediante el proceso de BackAllocation en SIAPPEP, queda en manifiesto por el Asignatario que serán consideradas la suma de todas las entradas de producción en CCC Palomas contra la suma de todas las salidas, generando una diferencia la cual se repartirá de manera proporcional a todos los puntos que participan en el volumen, proceso que se replicará hasta nivel de Campo Cinco Presidentes de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes.

Respecto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Asignatario manifiesta que se tomarán muestras de hidrocarburos líquidos a nivel operacional con una frecuencia mensual, en cada pozo de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes y bimestral para el caso del gas en la descarga del rectificador en B.S Cinco Presidentes 1 y B.S Cinco Presidentes 2, también se tomarán muestras diariamente en los Puntos de Medición de hidrocarburos líquidos y gas; el muestreo de líquidos se realizará con la práctica estándar para el muestreo manual y productos de petróleo ASTM D 4057 y el muestreo para el gas con la práctica del estándar GPA 2166, y se determinará la calidad de los hidrocarburos mediante la aplicación de los estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4928 y D-4294.

Comercialización de la Producción

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), en caso de que el SNR no pueda procesarlo o que exista un excedente de crudo, se podrá realizar la exportación de crudo a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

En lo que respecta al Gas producido en el Campo Cinco Presidentes, la estrategia comercial es venderlo a Pemex Transformación Industrial (PTRI) mediante contratos de compraventa para la para la carga de sus centros de proceso de gas.

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 35 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

Análisis típico del Crudo "MAYA"	
°API	21.0 – 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122
Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 28. Análisis de la calidad de los crudos Maya e Istmo.
(Fuente: Comisión).

Por otro lado, se espera la calidad del gas se aproxime a los valores siguientes:

Componentes	%Mol
N2	2.53
CO2	0.10
H2S	0.00
C1	77.49
C2	10.81
C3	5.23
i C4	0.80
n C4	1.56
i C5	0.43
C5	0.39
C6	0.66

Tabla 29. Calidad del gas.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta es el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, Complejo Procesador de Gas La Venta.

Al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Asignatario parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, en lo que respecta al precio del gas, consideran cuatro referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el Gas Húmedo Dulce del Norte, Gas Húmedo Amargo del Golfo, Gas Húmedo Amargo del Sureste y Gas Húmedo del Sureste.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación, así como del gas comercializado en la Asignación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.23 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.0 [usd/Mpc].

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 del Anexo II de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.382/2023 de fecha 11 de abril de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-058 con fecha del 12 de abril de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, *“...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.”*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.
- 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 2 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.

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. Deberá dar aviso a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos, instalación de sistemas de medición desde los pozos hasta el Punto de Medición propuestos por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción..
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. 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, artículo 10, fracción III, inciso f) el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.

6. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.
7. 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.
8. El Asignatario deberá de presentar previo al inicio de la producción las actualizaciones correspondientes a los Procedimientos de Balance de Gas aplicable para la Asignación A-0092-2M CAMPO CINCO PRESIDENTES, la actualización del procedimiento y metodología a seguir en la elaboración del Balance, con la consideración de los cálculos y factores a emplear para la asignación de la producción.
9. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b de los LTMMH.
10. En caso de existir, el Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en el Punto de Medición propuesto, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
11. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, 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. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33.
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 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 Metroológicos.
14. El Asignatario deberá realizar auditorías proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento

de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los dichos criterios e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición de conformidad con el artículo 57 de los LTMMH.

15. 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, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
16. La información de Producción y Balance de la Asignación A-0092-2M CAMPO CINCO PRESIDENTES deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
17. 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 la presente Opinión Técnica, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos, o en caso de existir una modificación a la filosofía de operación de la Asignación (comercialización de los Hidrocarburos en tierra), se deberá de presentar ante la Comisión una nueva propuesta del manejo y distribución de los hidrocarburos, y sus correspondientes actualizaciones de los procedimientos entregados para ser aprobada, mediante la Modificación de un Plan de Desarrollo.

Conclusión:

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, el Asignatario presentó como propuesta los sistemas de medición Fiscal, los Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con tecnología Ultrasónica y Turbina para el Petróleo ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y los Sistemas de medición MTCCG-APCP-CPGLV-PO-101, MTCCG-APCP-CPGLV-PO-102, MTCCG-APCP-CPGLV-PO-103 con tecnología tipo Placa de Orificio ubicado en el Complejo Procesador de Gas La Venta, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo de Extracción asociado a la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes.

Respecto de las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción, se resuelve lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación 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 el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.382/2023 de fecha 11 de abril de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-058 con fecha del 12 de abril de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario, como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)” de la presente Opinión Técnica.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46 de los LTMMH, 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, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 28 y 29 del presente Dictamen Técnico.
 - c. Se determina que el Asignatario presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28, 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.

- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes en los Puntos de Medición propuestos y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, entre otros, el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, mismo que fue actualizado en cumplimiento de la Resolución antes citada el 12 de noviembre de 2018 mediante Oficio 250.718/2018, en la cual se considera una meta de aprovechamiento de gas (MAG) del 98% a partir del año 2019.

Sobre el particular, se advierte que el Operador presentó dentro de la solicitud de modificación al PDE, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización en el plazo para alcanzar la meta,, derivado a las fallas de equipo de compresión en la Estación de Compresión Cinco Presidentes, así como una actualización en los volúmenes de gas a producir y la máxima Relación Gas Aceite.

La Asignación, 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 aprovechar el gas como condición normal de operación con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

En cumplimiento a lo indicado en el artículo 4 de las Disposiciones Técnicas respecto de la obligación del Operador Petrolero de aprovechar y conservar el Gas Natural Asociado, en la fracción V, se indica, privilegiar la incineración sobre la quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el venteo. Cabe señalar que, para el manejo y aprovechamiento de gas en la Asignación, no se realizará venteo de gas.

Características y componentes del gas

En la Tabla 30 se muestra la cromatografía de gases donde se muestran las características y componentes del gas en el área de Asignación, donde es importante señalar que el gas está compuesto en un 77.5% de metano.

Fecha de muestra		Octubre 2022
Punto de muestreo		Estación de Compresión Cinco Presidentes
Componentes en % mol	Metano	77.50
	Etano	10.81
	Propano	5.23
	i-Butano	0.80
	i-Pentano	0.43
	n-Butano	1.56
	n-Pentano	0.39
	Hexanos	0.66
	Heptanos	0.0
	Octanos	0.0
	Nonanos	0.0
	Ácido clorhídrico	0.0
	Ácido sulfhídrico	0.0
	Dióxido de Carbono	0.10
	Hidrógeno	0.0
	Nitrógeno	2.53
	Oxígeno	0.0
	Agua	0.0
	Total	100.0
Propiedades	Peso Específico	-
	Peso Molecular (g/mol)	21.27
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1,189.08
	Presión (Kg/cm2)	2.10
	Temperatura (°C)	27
	Densidad (kg/m3)	-

Tabla 30. Análisis de la composición de gas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

El cálculo de la MAG se realizó de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones Técnicas, con la fórmula que se muestra a continuación:

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

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

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, el Asignatario presentó los programas anuales de aprovechamiento de gas de 2023 hasta el año 2038, que es el año del límite económico de la Asignación. Los pronósticos de gas considerados en los programas anuales de aprovechamiento corresponden al de la Alternativa seleccionada.

En la Tablas 31, 32 y 33 se presenta la MAG mensual para el periodo 2023-2025 y en la Tabla 34 se presenta la MAG anualizada para el año 2026-2038.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	4.168	3.945	3.736	3.541	14.894	14.765	14.119	13.848	13.328	12.682	12.130	11.505	10.265
	GA	14.715	14.954	14.859	14.961	18.732	18.651	18.403	19.669	19.596	19.231	19.163	18.866	17.667
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.012
Bombeo Neumático	B	13.422	13.461	13.427	13.585	17.409	17.376	17.175	18.485	18.456	18.128	18.102	17.838	16.424
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Transferencia	T	1.736	1.795	1.544	1.523	9.278	8.896	7.885	8.329	10.148	9.656	8.783	8.656	6.549
Gas Natural no Aprovechado		1.888	1.890	1.860	1.850	3.363	3.342	3.252	3.352	0.658	0.638	0.626	0.607	1.948
% de aprovechamiento		90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	93.0%

Tabla 31. Aprovechamiento de gas para el año 2023. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	9.818	10.104	10.210	10.292	10.414	10.580	10.744	10.898	10.749	10.915	10.409	10.230	9.736
	GA	20.619	19.933	19.920	19.710	19.736	19.951	19.780	19.900	19.144	19.227	19.194	18.934	19.123
Autoconsumo	A	5.499	5.630	5.813	5.993	5.847	5.367	5.922	5.601	5.910	5.067	5.230	5.383	5.557
Bombeo Neumático	B	18.952	18.266	18.259	18.053	18.046	18.240	17.984	18.177	17.391	17.585	17.579	17.363	17.622
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	5.377	5.541	5.456	5.356	5.654	6.314	6.007	6.403	5.994	6.887	6.203	5.836	5.103
Gas Natural no Aprovechado		0.609	0.601	0.603	0.600	0.603	0.611	0.610	0.616	0.598	0.603	0.592	0.583	0.577
% de aprovechamiento		98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%

Tabla 32. Aprovechamiento de gas para el año 2024. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	99.80	107.34	87.85	93.39	92.33	91.28	90.23	89.20	88.18	87.19	86.21	85.25	10.449
	GA	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	19.671

Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.605
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.991
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Transferencia	T	100.75	108.14	89.04	94.46	93.43	92.40	91.36	90.35	89.36	88.38	87.42	86.48	86.48	5.922
Gas Natural no Aprovechado		2.06	2.21	1.82	1.93	1.91	1.89	1.86	1.84	1.82	1.80	1.78	1.76	1.76	0.602
% de aprovechamiento		98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.0%

Tabla 33. Aprovechamiento de gas para el año 2025. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Producción de gas	GP	8.563	6.723	5.218	4.079	3.220	2.028	1.694	1.484	1.215	0.867	0.712	0.387	0.294
	GA	18.541	19.738	17.074	16.068	12.631	9.425	6.320	5.646	4.117	2.616	2.414	1.394	0.586
Autoconsumo	A	5.143	3.967	3.075	2.431	1.906	1.274	1.104	0.942	0.789	0.593	0.511	0.404	0.338
Bombeo Neumático	B	17.04	18.585	16.150	15.242	12.004	8.866	5.812	5.246	3.766	2.319	2.119	1.004	0.243
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	4.379	3.380	2.620	2.071	1.623	1.083	0.937	0.800	0.670	0.502	0.433	0.338	0.282
Gas Natural no Aprovechado		0.542	0.529	0.446	0.403	0.317	0.229	0.160	0.143	0.107	0.070	0.063	0.036	0.018
% de aprovechamiento		98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%

Tabla 34. Aprovechamiento de gas para los años 2026-2038. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Como se puede observar en las tablas anteriores el Operador alcanza y mantiene la meta de aprovechamiento del 98% a partir del mes de septiembre de 2023, lo anterior derivado a las fallas de equipo de compresión en la Estación de Compresión Cinco Presidentes. Cabe resaltar que el Asignatario no tiene contempladas inversiones y actividad física en materia de nueva infraestructura, sin embargo, contempla la inversión y la actividad física para los trabajos de rehabilitación de dos equipos turbocompresores, TC-2 y TC-4, ubicados dentro de la Estación de Compresión Cinco Presidentes, con los cuales se incrementará la capacidad operativa de dicha instalación al manejar 14 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas cada uno.

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Autoconsumo

Actualmente para la operación de las instalaciones y unidades de compresión que le dan servicio a la Asignación se destina una parte del gas para el gas combustible de los compresores que se encargan de comprimir el gas para la red de bombeo neumático y la transferencia. La infraestructura actual de la Estación de Compresión Cinco Presidentes no sufrirá modificaciones, sin embargo se realizarán actividades de rehabilitación y mantenimiento de los equipos de la instalación.

II. Bombeo Neumático

La Asignación recibe el gas proveniente de la Batería de Separación Cinco Presidentes 1 y Batería de Separación Cinco Presidentes 2, para posteriormente enviarlo a la Estación de Compresión Cinco Presidentes donde el gas es comprimido y enviado a la red de Bombeo Neumático de la Asignación. El volumen de gas circulado a través de la red de gas de Bombeo Neumático del Campo Cinco Presidentes, es gas residual que proviene del Centro de Proceso de Gas La Venta, dicho gas de Bombeo Neumático se mezcla en fondo con el gas de formación y los fluidos producidos, regresando esa mezcla en corriente a las instalaciones de proceso donde es separado y comprimido de nuevo a venta.

III. Transferencia

El gas contemplado para Transferencia es el gas enviado al C.P.G. La Venta y la red de BN de la Asignación A-0292-2M – Campo Rodador, considerando a su vez un volumen de Gas Adicional proveniente de la Batería de Separación Rodador correspondiente a la Asignación A-0292-2M – Campo Rodador y del C.P.G. La Venta. Figura 31.

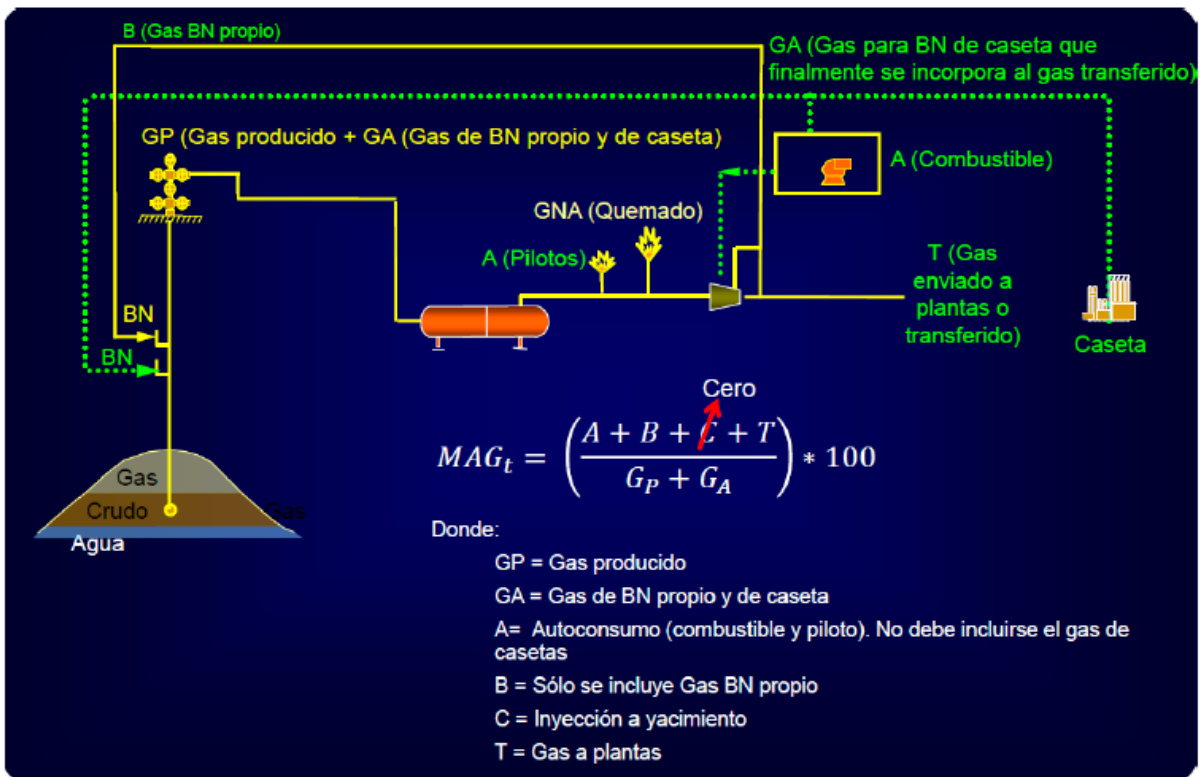


Figura 31. Diagrama de aprovechamiento de gas para la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Relación Gas-Aceite

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5lI+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVJjfrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWElfPikEic2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPrg==

De acuerdo con el Artículo 13 de las Disposiciones Técnicas el Operador actualizó y estableció la máxima Relación-Gas-Aceite (en adelante, RGA) para la Asignación la cual permite asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos.

La máxima RGA de la Asignación fue establecida con base en el histórico del comportamiento de la producción del Campo y de la producción futura esperada proveniente del pozo Cinco Presidentes-1102.

Yacimiento	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Encanto-AN	245	10,000
MS 17_20	190	650

Tabla 35. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario).

i) ANÁLISIS ECONÓMICO¹

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.
- b. Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.
- c. Descripción del Programa de Inversiones.
- d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.
- e. Evaluación económica del proyecto.

a. Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.

A continuación, se presentan los montos de inversiones y gastos del Plan vigente (PDE) y de la Modificación (MPDE):

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos de Operación MM US\$	Total MM US\$
---------	---------	------------------------	-----------------------------------	------------------

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de febrero de 2023. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de febrero de 2023.

PDE vigente	2015-2034 ^a	\$395.02	\$315.58	\$710.59
Erogado	2015-2023 ^b	\$479.66	\$190.03	\$669.69
MPDE	2023-2034 ^c	\$324.21	\$437.52	\$761.74

Tabla 36. Inversiones y gastos de operación del PDE vigente y la MPDE

(Fuente: CNH e información presentada por el Operador)

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

- El año 2034 corresponde a la Vigencia de la Asignación.
- De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.
- El Operador somete una modificación al PDE que considera desde mayo 2023 hasta 2056. Sin embargo, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están considerados hasta la Vigencia de la Asignación, en 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores a la Vigencia de la Asignación se consideran en el mismo año de ésta, 2034, tanto para la evaluación económica como para el programa de inversiones.

b. Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados bajo el Plan de Desarrollo vigente, se observa un incremento de 10% con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, no se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

c. Descripción del Programa de Inversiones.

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*:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$11.52
	Perforación de Pozos	\$16.42
	Construcción Instalaciones	\$60.91
Producción	General	\$487.51
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.56
	Construcción Instalaciones	\$30.55
	Intervención de Pozos	\$37.42
	Operación de Instalaciones de Producción	\$45.01
	Ductos	\$8.81
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$28.66
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$33.37
Total general		\$761.74

Tabla 37. 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.

d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.

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.

e. Evaluación económica del proyecto.

e.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
Periodo de evaluación	2023-2034	años
Producción de petróleo	18.19	millones de barriles
Producción de gas	23.16	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	3.73	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$64.67	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$7.30	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$324.21	millones de dólares
Gasto de operación	\$437.52	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^b	\$299.51	millones de dólares
Otros egresos ^c	\$8.76	millones de dólares

Tabla 38. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2034, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes
- Corresponden a ingresos recibidos por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones, de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, que brindan servicio a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones, fuera de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes.

A continuación, se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas.

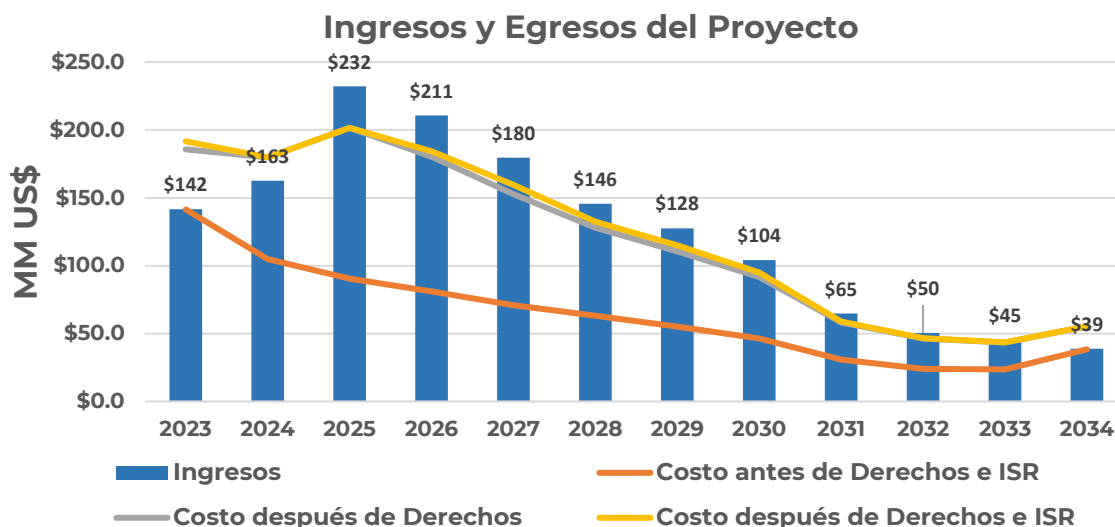


Figura 32. Proyección de ingresos y egresos asociados a la evaluación del Proyecto.
(Fuente: Comisión).

e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$498.56	\$33.39	\$12.25
VPI (MM US\$)	\$249.90		
VPN/VPI (US\$/US\$)	2.00	0.13	0.05
RBC (US\$/US\$)	1.89	1.03	1.01

Tabla 39. 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 y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

La evaluación económica muestra condiciones económicamente viables antes y después del pago de Derechos e Impuestos para el Operador, de acuerdo con la normatividad aplicable.

e.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Asignación A-0092-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

UnidOfugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5ll+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWRGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGQuA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsGcXYAgBUSKE4i/+ezi+N8lein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLw0l4HLPRg==

2M-Campo Cinco Presidentes un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Derechos e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Aunado a lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 40 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102, incisos a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} \times 100\%$	Mensual

b) Aprovechamiento de gas natural

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje	$DAG = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} \times 100\%$	Mensual

c) Reparaciones mayores

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMA\ real}{RMA\ plan} \right) * 100$	Mensual

d) Pozos perforados

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP\ real}{PP\ plan}\right) * 100$	Mensual

e) Terminación de Pozos

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP\ real}{TP\ plan}\right) * 100$	Mensual

f) Gasto de Operación

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right) * 100$	Mensual

g) Inversión

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DI = \left(\frac{I\ real}{I\ plan}\right) * 100$	Mensual

Tabla 40. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión).

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el

seguimiento de las principales actividades que realice el Operador 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 a la modificación al Plan de Desarrollo.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación, como se observa en la Tabla 41.

Actividad	Programadas (2023-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	3		
Terminación	3		
RMA	46		
RME	7		
Ductos	22		
Abandono			
Taponamientos	165		
Ductos	70		
Instalaciones	4		

Tabla 41. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 42.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (2023-2034)* [MMUSD]	Erogaciones ejercidas [MMUSD]	Indicador Programa de Erogaciones/Ejercidas
Desarrollo	General	\$11.52		
	Perforación de Pozos	\$16.42		
	Construcción de Instalaciones	\$60.91		
Producción	General	\$487.51		
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.56		
	Construcción de Instalaciones	\$30.55		
	Intervención de pozos	\$37.42		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$45.01		
	Ductos	\$8.81		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$28.66		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$33.37		
Total general		\$761.74		

Tabla 42. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

*El Operador somete una modificación al PDE que considera desde mayo 2023 hasta 2056. Sin embargo, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están considerados hasta la Vigencia de la Asignación, en 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores a la Vigencia de la Asignación se consideran en el mismo año de ésta, 2034, tanto para la evaluación económica como para el programa de inversiones.

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada 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 43.

Fluido	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Producción de aceite (Mbd)	4.691	4.882	8.256	7.800	6.394	5.030	4.295	3.493	2.064	1.673	1.494	1.284	0.841	0.672	0.364
Producción de aceite real (Mbd)															
Porcentaje de desviación															
Producción de gas (MMpcd)	10.265	9.736	10.449	8.563	6.723	5.218	4.079	3.220	2.028	1.694	1.484	1.215	0.867	0.712	0.387
Producción de gas real (MMpcd)															
Porcentaje de desviación															

Fluido	2038	Volumen a recuperar (2023-2038)
Producción de aceite (Mbd)	0.231	18.96 MMB
Producción de aceite real (Mbd)		
Porcentaje de desviación		
Producción de gas (MMpcd)	0.294	23.99 MMMPC
Producción de gas real (MMpcd)		
Porcentaje de desviación		

Tabla 43. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada.
(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución de la modificación al Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 100 de los Lineamientos.

El Asignatario deberá solicitar la modificación al Plan de Desarrollo cuando derivado del seguimiento al Plan, se actualice alguno de los supuestos contenidos en el artículo 62 de los Lineamientos.

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Mediante Oficio 250.440/2023 del 21 de abril de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la solicitud, a fin de que sea considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista pronunciamiento de la Agencia.

Asimismo, se precisa que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, 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 LORCME.

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.441/2023 de 21 de abril de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) 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 SE 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 SE en materia de contenido nacional.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo 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 LORCME, Artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las

obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas en el plazo que establece el Título de Asignación dado 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 continuidad operativa de los pozos, así como la toma de información durante la perforación de pozos, así como el análisis de fluidos, actualización de los modelos estáticos o dinámicos, aforos, registros de producción y estudios de núcleos se 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*

El desarrollo de las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, así como la implementación del métodos de Recuperación Secundaria de inyección de agua, coadyuvarán a la recuperación a la vigencia de la Asignación de 18.05 MMb de aceite y 23.03 MMMpc de gas, así como una recuperación al límite económico de 18.96 MMb de aceite y 23.99 MMMpc de gas, incrementando el factor de recuperación final a 32.56% y 41.48% de aceite y gas, respectivamente.

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

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Operador tiene como estrategia producir las reservas 3P asociadas a los Yacimientos del Mioceno en las formaciones Encanto-AN y MS 17_20, hasta el límite económico.

d) *Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país*

La modificación propuesta tiene como objetivo continuar con la producción de las formaciones productoras hasta su límite económico con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de los hidrocarburos y desarrollar actividades de extracción en la misma.

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 en el ámbito técnico para la producción, así como el abandono de la Asignación, propuestas en la presente modificación del Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: la implementación de inyección de agua como método de Recuperación Secundaria, procesos especiales de inversión sísmica y AVO, Bombeo Neumático Intermitente; las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, entre otros, el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, mismo que fue actualizado en cumplimiento de la Resolución antes citada el 12 de noviembre de 2018 mediante Oficio 250.718/2018, en la cual se considera una meta de aprovechamiento de gas (MAG) del 98% a partir del año 2019.

Sobre el particular, se advierte que el Operador presentó dentro de la solicitud de modificación al PDE, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización en el plazo para alcanzar la meta, derivado a las fallas de equipo de compresión en la Estación de Compresión Cinco Presidentes, así como una actualización en los volúmenes de gas a producir y la máxima Relación Gas Aceite.

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. Se tiene 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.

Cabe destacar que dicha actualización fue presentada y dio cumplimiento a lo establecido por los artículos 5, 6, 11, 13, y 14 de las Disposiciones Técnicas.

La Asignación aprovechará el gas mediante el Autoconsumo, Bombeo Neumático y Transferencia de acuerdo con el artículo 5, fracciones I, II y IV de las Disposiciones Técnicas.

En lo que respecta a la máxima RGA a la que podrá producir el pozo, se indica en la Tabla 44.

Yacimiento	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Encanto-AN	245	10,000
MS 17_20	190	650

Tabla 44. Máxima RGA a la que podrá producir el pozo.
(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

Se considera técnicamente viable aprobar la actualización a dicha RGA en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes, el Asignatario presentó como propuesta los sistemas de medición Fiscal, los Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con tecnología Ultrasónica y Turbina para el Petróleo ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y los Sistemas de medición MT CG-APCP-CPGLV-PO-101, MT CG-APCP-CPGLV-PO-102, MT CG-APCP-CPGLV-PO-103 con tecnología tipo Placa de Orificio ubicado en el

Complejo Procesador de Gas La Venta, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo de Extracción asociado a la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes.

Respecto de las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción, se resuelve lo siguiente:

- c) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación 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:
 - v. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 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.
 - vi. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - vii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
 - viii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.382/2023 de fecha 11 de abril de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-058 con fecha del 12 de abril de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario, como se menciona en el apartado "Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)" de la presente Opinión Técnica.
- d) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
 - f. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - g. 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, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figura 28 y 29 del presente Dictamen Técnico.

- h. Se determina que el Asignatario presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28, 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- i. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- j. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0092-2M Campo Cinco Presidentes en los Puntos de Medición propuestos y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

X. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen Técnico en sentido favorable referente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes, 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 la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

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 de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

XI. RECOMENDACIONES

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario recomienda lo siguiente:

- El Operador deberá aplicar las Mejores Prácticas de la Industria petrolera para desincorporar ductos y desmantelar infraestructura, con el propósito de minimizar los costos y el riesgo por las actividades de abandono a ejecutar, a fin de garantizar y de ser posible mejorar la rentabilidad del proyecto.

ELABORÓ

ING. JOSÉ EDUARDO RAMOS CASTAÑEDA
Subdirector de Asignaciones y Contratos Marinos

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

MTRO. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, respecto la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0092-2M-Campo Cinco Presidentes.

Ing. José Eduardo Ramos Castañeda
Subdirección De Asignaciones Y Contratos Marinos

ELABORÓ
Firma de Jose Eduardo Ramos Castañeda
Fecha de Sello Digital: 10/05/2023 09:01:31 a. m.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.
Sello Digital:
Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUI62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5ll+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjJjrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/AKv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==

Sello Digital:

I34lItnsGz8UK7lpDLnGCP3baHcYIgpMUUnKUvds6qnh/YpNys2XDs+suuw/AFGFESwZYKoCgGdMXhctKTvynNgxgrLJF8XOf+XqB1vC731MmRLeSlwfMYz72Tslx413x6cPb1FkDcKtW4PqQdXk7SkEmKhY5fgwG6kutru5u2V/3jgCnQVDlo3EDdIez9ZMdYaWmnQO0ssdlxSbNVhj sUvzsoOSyy+xZyj5eQnwHR6SCb4D/8uGjPAUuVs+sJL9jYAev5F/O2gOh/95d1MIWNTG5DCCyjFfiYSc0bPCqHcap1Rzp8H/GpjKUSAj2GLq cflBKVzstgS2wPJ/8PVjImA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 09:48:54 a. m.

Sello Digital:

dMKajwju1/+D6KN/O3Md1JwGvtZ2CJvmbAMXlM3E9N/r6yY2UDNTDygrRqRU72dGz0+Fk7WK5Zi2og4RrGJ3NFMiqI5b/3vnXXUs+PR1F WnZ+8c1yW5h3giejqk70ykr9KbYnOx2wtM77qHM0kboS7uOf+mCERQosRsrHNx8/8KHICgbRYpWKZCUUqR3rF1ds/TMwiNbirQstOUL YFcPILgRO9BvUkiXQhZ6LEJiExbiA53Rt0iTxYJwKnmcnHEm0kmbYw2hRl7adCH0s+dFG9uwmDXL7s+z4pQZMNF15j2UXUYA+ykVcS Onn2si5nY/6sw/A52WCmKntFLFs2hw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Rafael Guerrero Altamirano
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5I1+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtzS4B WrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N8 1ein3u2xVJjirf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfiPikEc2oEkHIG uLW6l4OnjLwol4HLPRg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5I1+Bxy+4sJj7VwTuKjAUN46wkzXpwtzS4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6 DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UnoR4qtQDsGcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVJjirf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358 hr+VrMerMr31+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfiPikEc2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==

presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 11/05/2023 01:10:34 p. m.

Sello Digital:

Unid0fugAHm5sZc3AT0q4F66oLFX/QFHx6z4C7wUi62Z8CImo1k14gsZiKSD6xO4Lm0SnUa5Il+Bxy+4sJj7VwTuKJAUN46wkzXpwtXZs4BWrGzAD9BPQuHGorvLwp6DtYyziEKfN10ezbD+DB7u6MVLx3TTaGquA/c6FsRLkdEihFWW4M8UonoR4qtQDsCcXYAgBUsKE4i/+ezi+N81ein3u2xVjijrf+0k8xNJeQOSSsrXDOUgExklv8mKcry358hr+VrMerMr3l+at/Akv+RIK5gS6IXRtMsn9zzFwzhrMN/dWXWEIfPiKec2oEkHIGuLW6l4OnjLwol4HLPRg==