



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

CNH-M3-MISIÓN/2018

Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.

Diciembre 2022.



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido	
I. Identificación del Operador y del Área Contractual	3
II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo	5
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 del Plan de Desarrollo para la Extracción	8
b) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual	9
c) Volumen original y reservas de Hidrocarburos	13
d) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación al Plan de Desarrollo	16
e) Comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo vigente contra la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la alternativa seleccionada	19
f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo	19
g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos	25
h) Comercialización de la Producción	27
i) Programa aprovechamiento del gas natural	30
j) Evaluación Económica	31
VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción	35
VII. Sistema de administración de riesgos	39
VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica	40
IX. Cumplimiento Contractual	40
X. Sentido del dictamen técnico	41
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	41
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.....</i>	41
c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos</i>	41
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	41
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	42
f) <i>El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	42
g) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	42
XI. Recomendaciones	42

I. Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contrato **CNH-M3-MISIÓN/2018** (en adelante, Contrato) para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida se celebró el 2 de marzo de 2018 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) y por la otra parte **Pemex Exploración y Producción y Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.**

Cabe señalar que de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato, la empresa **Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.** (en adelante, Contratista, Operador u Operador Petrolero) fue designada como Operador de este.

En este sentido, el 24 de enero de 2019 el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.E.04.003/19, aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, relacionado con el Contrato.

Posteriormente, el 12 de enero de 2021, el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante las Resoluciones CNH.E.01.003/2021 y CNH.E.01.004/2021, aprobó el Programa de Trabajo 2021 y el Presupuesto asociado al mismo presentados por el Contratista, relacionados con el Contrato.

Asimismo, el 25 de noviembre de 2021, el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante las Resoluciones CNH.E.83.002/2021 y CNH.E.83.003/2021, aprobó el Programa de Trabajo 2022 y el Presupuesto asociado al mismo presentados por el Contratista, relacionados con el Contrato.

Los datos del Contrato se muestran en la Tabla 1.

Contrato	CNH-M3-MISIÓN/2018
Estado y municipio	Tamaulipas (Mier, Miguel Alemán, Camargo, Gustavo Díaz Ordaz, Reynosa) y Nuevo León (General Bravo, Los Aldamas y Doctor Coss)
Superficie	1,692.752 (km ²)
Fecha Efectiva	2 de marzo de 2018
Vigencia	25 años a partir de la Fecha Efectiva
Tipo de Contrato	Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida
Operador	Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V.
Profundidad para Extracción	Todas las formaciones, excepto en los Plays de recursos no convencionales
Yacimientos y/o Campos	Arcabuz, Bocaxa, Cali, Camargo, Forcado, Géminis, Integral, Mandarín, Misión, Paje, Quitrín, Santa Anita, Tepezán, Tinta, Trapiche, Troncón y Valadeces
Colindancias	Campos: Arcos, Azúcar, Santa Rosalía, Cuervito, Pamorana, Blanco y Cañón

Tabla 1. Datos generales del Contrato.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

El Área Contractual Misión (en adelante, Área Contractual) se ubica al noreste de México, en los Estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, Figura 1.

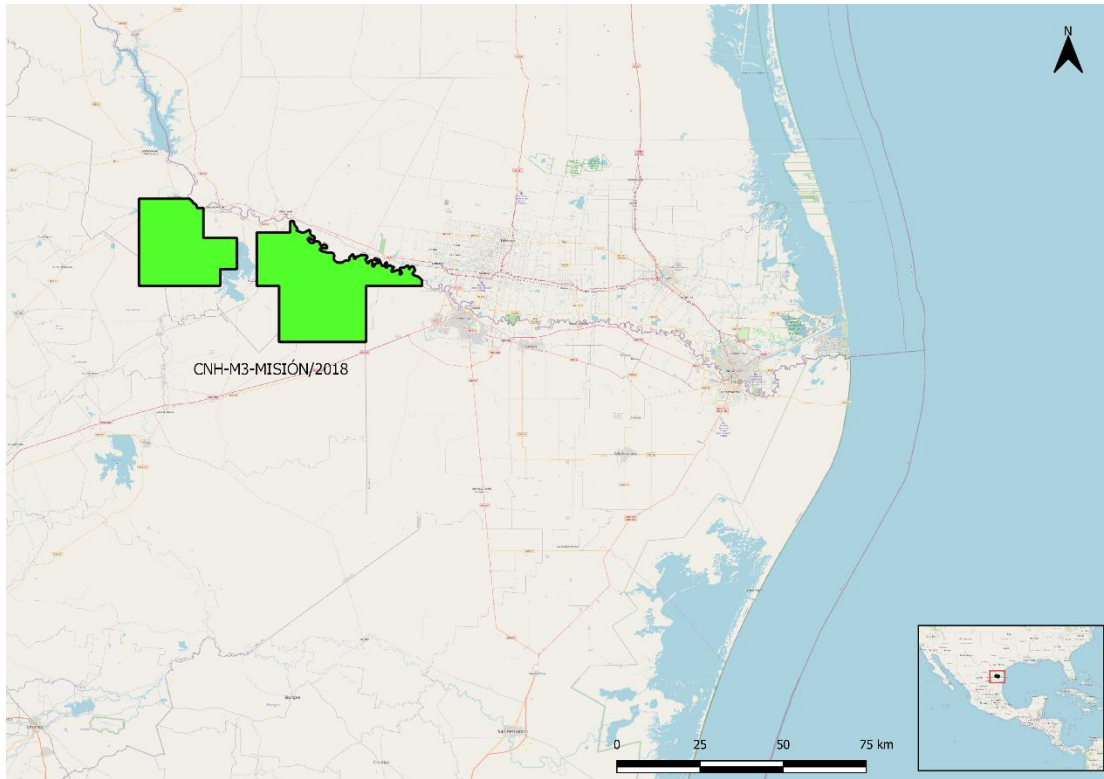


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Los vértices que delimitan el polígono del Área Contractual están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2 y Tabla 3, los cuales abarcan un área de 1,692.752 km².

Polígono A		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 47' 52.41"	26° 21' 30"
2	98° 25' 00"	26° 11' 01.66"
3	98° 25' 00"	26° 10' 00"
4	98° 35' 00"	26° 10' 00"
5	98° 35' 00"	26° 00' 00"
6	98° 50' 30"	26° 00' 00"
7	98° 50' 30"	26° 10' 00"
8	98° 54' 30"	26° 10' 00"
9	98° 54' 30"	26° 19' 30"

Polígono A		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
10	98° 48' 30"	26° 19' 30"
11	98° 48' 30"	26° 21' 30"
La Línea que une los vértices 1 y 2 es aquella que hace referencia a la frontera entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América		

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

Polígono B		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	99° 06' 29.28"	26° 25' 30"
2	99° 04' 00"	26° 23' 50.48"
3	99° 04' 00"	26° 18' 30"
4	98° 58' 00"	26° 18' 30"
5	98° 58' 00"	26° 13' 00"
6	99° 01' 00"	26° 13' 00"
7	99° 01' 00"	26° 10' 00"
8	99° 15' 30"	26° 10' 00"
9	99° 15' 30"	26° 25' 30"
La Línea que une los vértices 1 y 2 es aquella que hace referencia a la frontera entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América		

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono B del Área Contractual (Fuente: Comisión con datos del Contrato).

II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo

Antecedente

Mediante la Resolución CNH.E.04.003/19 del 24 de enero de 2019, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para el Contrato el cual tenía como objetivo la perforación y terminación de 67 Pozos y 196 Reparaciones Menores (en adelante, RME), con el objetivo de recuperar un volumen de 1.06 millones de barriles (en adelante, MMB) de condensado y 217.80 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, MMMpc) de gas. Lo anterior, mediante una inversión (incluyendo gastos de abandono) y gasto de operación de 344.13 millones de dólares (en adelante, MMUSD) y 319.84 MMUSD, respectivamente.

Cabe hacer mención que los rubros del Plan de Desarrollo para la Extracción que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.04.003/19 de 24 de enero de 2019.

Alcance

Posteriormente el 20 de octubre de 2022, mediante escrito SMB – GECO1142022 el Operador presentó la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, MPDE, modificación al PDE, modificación al Plan de Desarrollo, Plan de Desarrollo modificado o Solicitud).

La propuesta de MPDE del Contrato consiste en la perforación de 40 Pozos, la terminación de 41 Pozos, 58 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA) y 27 Reparaciones Menores (en adelante, RME), con el objetivo de recuperar un volumen de 0.37 MMB de condensado y 125.34 MMMpc de gas, así como la construcción de 13 instalaciones y 42 ductos. Lo anterior, con una inversión (incluyendo gastos de abandono) de 147.86 MMUSD y gasto de operación de 173.58 MMUSD.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, involucró la participación de cinco direcciones administrativas 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 Contratos,
- 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) y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quienes son las autoridades competentes para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos, el porcentaje de Contenido Nacional, el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, respectivamente.

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Operador para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente **CNH:5S.7/3/58/2022**.

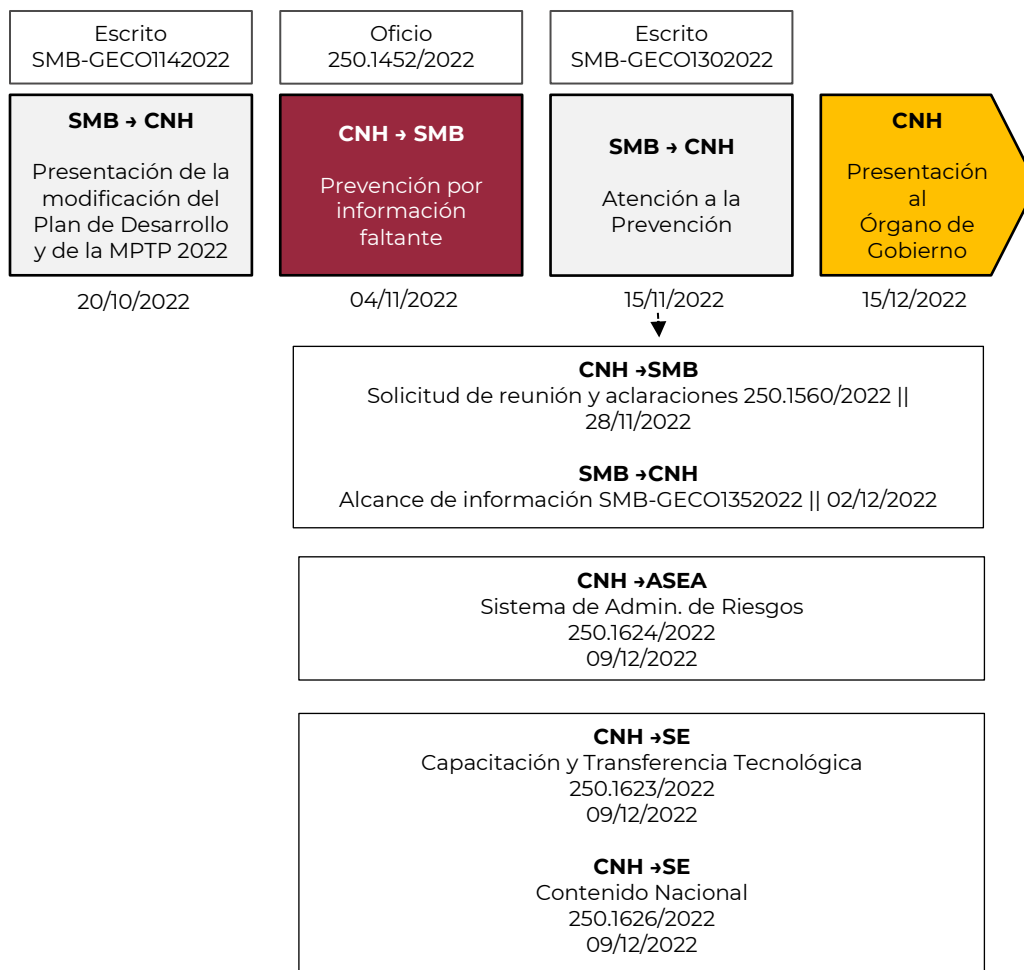


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución. (Fuente: Comisión).

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

Se verificó que las modificaciones propuestas por Operador fueran congruentes y cumplieran con 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, 59 y 62, fracciones II, III y segundo párrafo 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 mismos que han sido 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 MPDE al amparo de lo establecido en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, 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 (en adelante, LTMRSM)* publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018.

Finalmente se verificó que la modificación al Plan de Desarrollo 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 DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN

La propuesta de MPDE actualiza los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones II, III y segundo párrafo de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

II. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan vigente.

- o La Tabla 4, muestra las diferencias para el periodo de 2019-2027, en el entendido que a partir de 2028 el Operador no planea realizar perforaciones adicionales. Además del periodo de 2019 al 2022 la variación en el número de Pozos a perforar por año es mayor a 7 Pozos.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Plan Vigente	-	17	12	18	19	1	-	-	-	-			
Plan Propuesto + real ejecutado	-	10	4	6	6	7	7	9	10	7			
Diferencia	-	-7	-8	-12	-13	6	7	9	10	7			

Tabla 4. Variación en el número de Pozos a perforar respecto de los contenidos en el Plan vigente.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

III. Cuando exista un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.

- o Del análisis efectuado por esta Comisión, existe una variación en el monto de inversión a la vigencia del Contrato de un decremento del 23% respecto a la inversión contemplada en el Plan vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta. Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Segundo párrafo. Por cambios técnicos o económicos que presenta el Plan aprobado.

- o Si bien, la variación en el número total de perforaciones entre el Plan vigente y lo real más lo propuesto en la MPDE es de una perforación menos, la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo considera un cambio en el cronograma de perforación, así como un cambio en la cantidad de Pozos a desarrollar por Campo, por lo que existe un cambio en la estrategia de desarrollo y se actualiza lo dispuesto en el artículo 62 de los Lineamientos.

b) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
Generalidades						
Campo	Arcabuz	Bocaxa	Cali	Forcado	Geminis	Integral
Yacimiento	Arcabuz GHNA	Bocaxa GHNA	Cali	Forcado GHNA	Geminis GHNA	Integral GHNA
Área km ²	45.33	19.23	18.47	6.16	43.78	12.28
Año de Descubrimiento	1968	2011	2002	2012	1977	2002
Fecha de inicio de producción	1968	2012	2009	2012	1977	2009
Profundidad promedio (m)	3360	3030	2550	3400	2060	2550
Tipo de Yacimiento	Gas seco	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo
Pozos						
Productores	29	3	7	3	12	1
Cerrados con posibilidades	13	0	0	1	3	3
Cerrados sin posibilidades	0	0	0	0	4	0
Taponados	6	3	0	0	3	1
Marco geológico						
Era	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Periodo	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
Época	Eoceno	Eoceno	Eoceno	Eoceno	Eoceno	Eoceno
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Wilcox-Recklaw	Jackson / Yegua	Vicksburg - Jackson	Queen City, Yegua-Jackson	Recklaw-Queen City y Cook Mountain-Yegua	Vicksburg - Jackson
Régimen tectónico	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo
Ambiente de depósito	Barras de barrera	Barras deltaicas	Complejo de barras costeras y deltas	Barras costeras	Barras costeras	Complejo de barras costeras y deltas
Litología	Areniscas arcillosas	Areniscas arcillosas	Areniscas de grano muy fino	Areniscas arcillosas	Areniscas arcillosas con cemento calcareo	Areniscas de grano muy fino
Propiedades Petrofísicas						
% Saturación inicial promedio de agua	0.51	0.55	0.55	0.45	0.44	0.46
Porosidad promedio %	0.15	0.17	0.17	0.16	0.19	0.16
Permeabilidad promedio (mD)	0.00 - 50.00	0.00-450.00	0.20-20.00	0.02-0.20	0.02-3.03	0.20-20.00
Espesor bruto promedio (m)	48	37	80	55	33	80
Espesor neto promedio (m)	11.3	6.1	19.0	7.0	10.0	19.0
Relación neto /bruto	0.24	0.16	0.24	0.13	0.30	0.24
Propiedades de los Fluido						
Densidad °API	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
Factor de volumen de gas inicial (Bgi)	0.0033065	0.0059309	0.0038892	0.0034205	0.0080977	0.0038892
Factor de volumen de gas actual (Bg actual)	0.0051992	0.0098435	0.0100144	0.0038391	0.0189665	0.0066380
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.9217	0.9725	0.9449	0.9276	0.9816	0.9449
Densidad relativa del gas	0.327	0.131	0.237	0.308	0.083	0.237
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	957	1044	1055	1120	1014	1055
Factor de conversión del gas a petróleo	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
crudo equivalente (b/Mpc)						
Propiedades del Yacimiento						
Temperatura °C	145	65	107	129	100	107
Presión inicial (Kg/cm ²)	527	180	356	481	127	356
Presión actual (Kg/cm ²)	286.20	141.83	134.39	427.11	74.93	212.32
Mecanismo de empuje principal	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido

Tabla 5. Características Generales de los yacimientos Arcabuz, Bocaxa, Cali, Forcado, Géminis e Integral del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
Generalidades						
Campo	Mandarin	Misión	Presa	Santa Anita	Tepozán	Trapiche
Yacimiento	Mandarin GHNA	Misión GHNA	Presa GHNA	Santa Anita GHNA	Tepozán GHNA	Trapiche GHNA
Área km ²	3.09	68.97	13.00	100.77	8.47	13.08
Año de Descubrimiento	2009	1945	1931	1958	2012	2009
Fecha de inicio de producción	2009	1945	1931	1958	2013	2009
Profundidad promedio (m)	3030	2090	2300	2160	3030	3040
Tipo de Yacimiento	Gas húmedo	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo
Pozos						
Productores	1	5	1	39	2	5
Cerrados con posibilidades	0	7	5	10	0	3
Cerrados sin posibilidades	0	1	1	6	0	0
Taponados	0	5	2	10	0	1
Marco geológico						
Era	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Periodo	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario
Época	Eoceno	Oligoceno	Eoceno	Eoceno	Eoceno	Eoceno

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Yegua	Vicksburg-Frio Marino	Wilcox-Recklaw	Recklaw-Queen City y Cook Mountain-Yegua	Jackson / Yegua	Yegua
Régimen tectónico	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo
Ambiente de depósito	Deltaico, barras distales	Deltaico costero	Barras de barrera	Barras costeras	Barras deltaicas	Deltaico, barras distales
Litología	Areniscas arcillosas	Areniscas de grano medio	Areniscas arcillosas	Areniscas de grano fino	Areniscas arcillosas	Areniscas arcillosas
Propiedades Petrofísicas						
% Saturación inicial promedio de agua	0.50	0.50	0.56	0.45	0.55	0.50
Porosidad promedio %	0.18	0.18	0.19	0.15	0.17	0.18
Permeabilidad promedio (mD)	0.01	0.1	0.00-50.00	0.01-0.12	0.00-450.00	0.01
Espesor bruto promedio (m)	40	79	26	35	37	40
Espesor neto promedio (m)	5.0	15.0	3.0	7.8	5.0	5.0
Relación neto /bruto	0.13	0.19	0.12	0.22	0.14	0.13
Propiedades de los Fluido						
Densidad °API	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
Factor de volumen de gas inicial (Bgi)	0.0034179	0.0033427	0.0051462	0.0074802	0.0059309	0.0028110
Factor de volumen de gas actual (Bg actual)	0.0042981	0.0063123	0.0158348	0.0187942	0.0064933	0.0170444
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.9275	0.9235	0.9657	0.9796	0.9626	0.9275
Densidad relativa del gas	0.304	0.313	0.151	0.098	0.177	0.304
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1055	1068	1014	1131	1044	1055
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
Propiedades del Yacimiento						
Temperatura °C	135	151	90	70	65	135

Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018						
Presión inicial (Kg/cm ²)	482	513	221	138	240	482
Presión actual (Kg/cm ²)	353.17	222.89	92.61	75.00	215.85	82.04
Mecanismo de empuje principal	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido	Expansión Roca-fluido

Tabla 6. Características Generales de los yacimientos Mandarin, Misión, Presa, Santa Anita, Tepozán y Trapiche del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos del Área Contractual

El Área Contractual contiene los yacimientos Wilcox, Recklaw, Queen City, Cook Mountain, Yegua y Jackson correspondientes a Eoceno y los yacimientos Vicksburg y Frío Marino correspondientes a Oligoceno los cuales son productores de gas y condensado, gas húmedo y gas seco. Respecto a la comparación de los volúmenes originales presentados por el Contratista en los reportes oficiales y los volúmenes originales presentados en la modificación al Plan de Desarrollo se presentan diferencias a la baja en el Campo Trapiche, para el yacimiento Eoceno Yegua en las categorías de reservas 1P, 2P y 3P, las diferencias observadas se muestran en las Figura 3 a continuación:

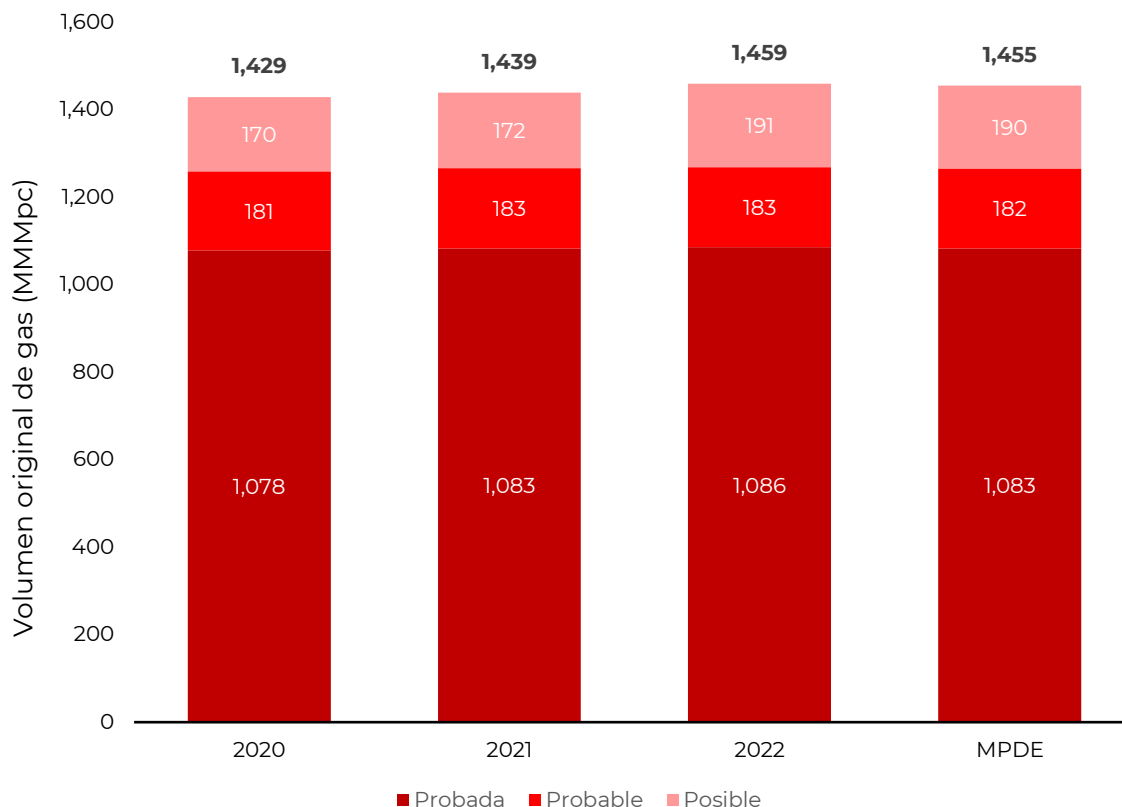


Figura 3. Evolución histórica del volumen original de gas para el Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

La evolución de los volúmenes originales comienza en el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas al 1 de enero de 2020, donde el Contratista cuantificó por primera vez las reservas del Área Contractual a esta Comisión, desde entonces se han presentado ligeros incrementos en las tres categorías de reservas, derivado principalmente por el avance de las actividades de desarrollo que ha venido efectuando el Contratista en el Área Contractual (se han perforado veintiocho Pozos desde la suscripción del Contrato, incluyendo dos Pozos Exploratorios). El decremento observado en la cuantificación oficial y la modificación que se presenta en el Campo Trapiche, para el yacimiento Eoceno Yegua y fue debida a una variación en los parámetros del fluido producido donde se tuvo un ajuste y actualización en el cálculo del factor de volumen del gas a condiciones de presión inicial del yacimiento, aunado a lo anterior, el Contratista manifestó que derivado de los resultados del Pozo Delimitador Trapiche-27, el cual probó los yacimientos Eoceno Yegua-8 y Eoceno Yegua-10, se proponen tres localizaciones con objetivo en estos tres yacimientos, lo descrito anteriormente implicó un decremento de 4.1 MMMpc de gas en la cuantificación del volumen original de gas en categoría 3P.

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas al Área Contractual

La evolución histórica de las reservas del Área Contractual se muestra en las Figuras 4 y 5:

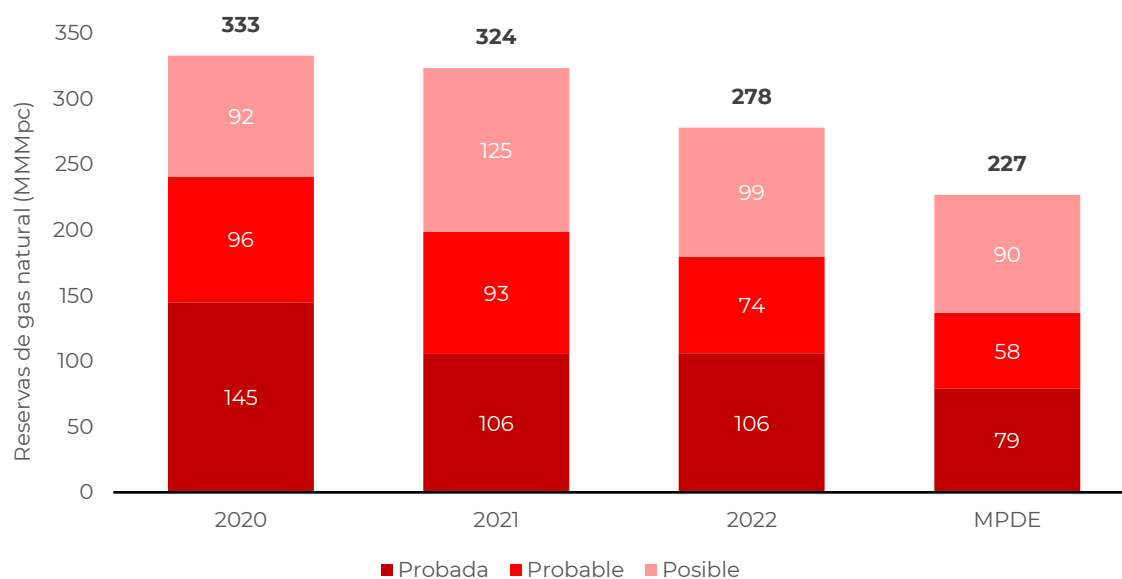


Figura 4. Evolución histórica de las reservas de gas del Área Contractual.
(Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Contratista).

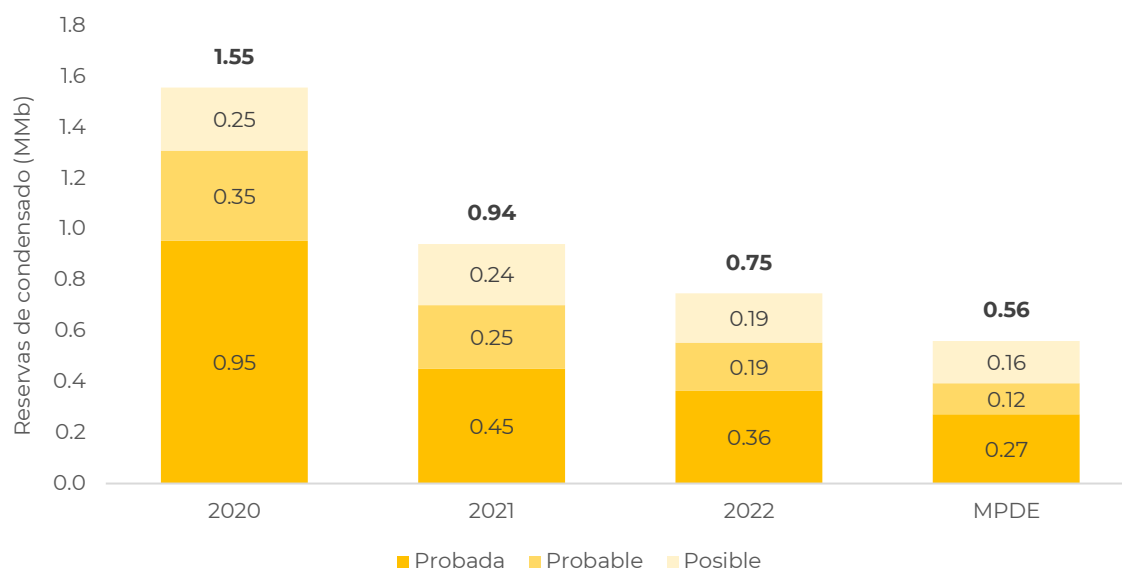


Figura 5. Evolución histórica de las reservas de condensado del Área Contractual.
(Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Contratista).

La evolución de las reservas comienza en el año 2020, donde la reserva 3P ascendía a 333 MMMpc de gas y 1.55 MMb de condensado, el Contratista consideraba reservas en las tres categorías, probada, probable y posible. A partir del año 2021 se aprecia un decremento en las

reservas que se ha venido manteniendo hasta la modificación propuesta, estos decrementos son debidos principalmente al vaciamiento propio de los yacimientos, lo cual implica el agotamiento de las reservas de los Pozos productores, así mismo se han tenido desincorporaciones de actividades originalmente contempladas y ajustes en las curvas tipo de los campos. Las reservas propuestas en la presente modificación, respecto a las reservas oficiales presenten diferencias, las cuales a decir del Contratista, se deben principalmente al avance de las actividades de desarrollo del Campo, donde se tuvo reclasificación de reservas de los Pozos perforados y puestos a producción Arcabuz-432 y Santa Anita-282 pasando a reserva probada desarrollada produciendo, se tiene desincorporación de las reservas 2P asociadas al Campo Arcabuz y al yacimiento Eoceno Wilcox-2D derivada de los resultados de la Reparación Mayor realizada en el Pozo Arcabuz-650 y al comportamiento de los Pozos Arcabuz-650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 640 y 641, así mismo se tiene desincorporación de reservas por los pobres resultados obtenidos en la terminación del Pozo Santa Anita-290, el cual resultó improductivo, esto implicó que también se desincorporara la localización Santa Anita-291 y problemas mecánicos en la Reparación Mayor ejecutada en el Pozo Misión-83, aunado a lo anterior, el Contratista manifiesta que se tuvo un decremento en las reservas debido a la producción extraída de los yacimientos en el periodo de enero a octubre de 2022, la cual asciende a 25.26 MMMpc de gas y 0.11 MMb de condensado.

En la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, se alcanzarán unos factores de recuperación finales en categoría de reserva 3P de 67.76% para el gas al límite económico.

3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de los campos del Área Contractual

Respecto a la actividad física presentada en la modificación, el Contratista tiene contemplado realizar la perforación y terminación de cuarenta Pozos de desarrollo (dieciocho en el Campo Arcabuz, una en el Campo Bocaxa, cinco en el Campo Géminis, tres en el Campo Forcado, cuatro en el Campo Integral, seis en el Campo Tepozán y tres en el Campo Trapiche) y cincuenta y ocho RMA.

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

El Contratista 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.

A continuación, se describen las alternativas analizadas:

Alternativa 1 (Seleccionada)

Esta Alternativa contempla la explotación de la reserva 3P a través del mantenimiento de la producción base e incremental mediante 40 perforaciones, 41 terminaciones, 58 RMA y 27 RME, además considera el taponamiento definitivo de 224 Pozos, la inertización de 12 ductos y el desmantelamiento de 17 instalaciones, en un horizonte que va de noviembre de 2022 a 2030.

Esta alternativa considera recuperar un volumen de 0.37 MMB de condensado y 125.34 MMMpc de gas, para obtener un factor de recuperación final de 67.76% para el gas. Con una inversión de 147.86 MMUSD y un gasto operativo de 173.58 MMUSD.

Alternativa 2

Considera la explotación del Área Contractual a través del mantenimiento de la producción base e incremental mediante 52 perforaciones, 53 terminaciones, 58 RMA y 27 RME. En esta alternativa se pretende recuperar 0.40 MMB de condensado y 131.87 MMMpc de gas. Con una inversión de 179.14 MMUSD y un gasto de operación de 173.58 MMUSD.

A continuación, la Tabla 7, muestra las principales características de las Alternativas analizadas:

Características	Alternativa 1 Seleccionada	Alternativa 2
Perforación de Pozos	40	52
Terminación de Pozos	41	53
RMA	58	58
RME	27	27
Ductos	42	54
Instalaciones	13	13
Condensado (MMb)	0.37	0.40
Gas (MMMpc)	125.34	131.87
Gastos de operación (MMUSD)	173.58	173.58
Inversiones (MMUSD)	147.86	179.14
VPN AI (MMUSD)	277	272
VPN DI (MMUSD)	87	82
VPI (MMUSD)	119	143
VPN/VPI AI	2.33	1.91
VPN/VPI DI	0.73	0.57

Tabla 7. Resumen de la alternativa actualizada objeto de la Modificación.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

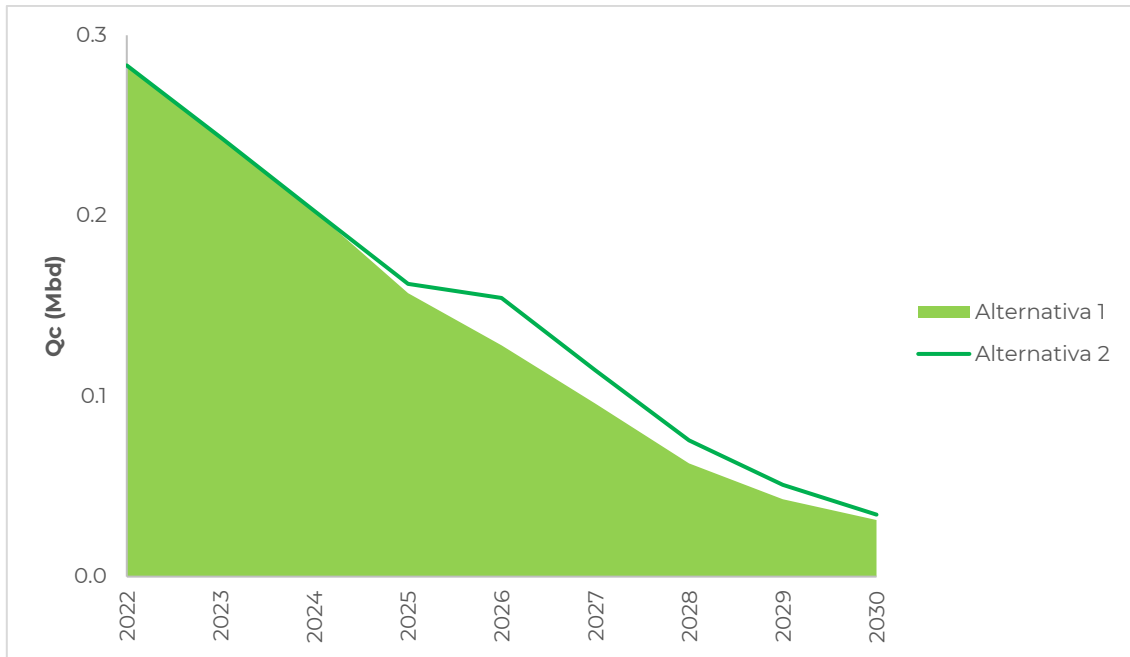


Figura 6. Pronóstico de producción de condensado de las Alternativas propuestas.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

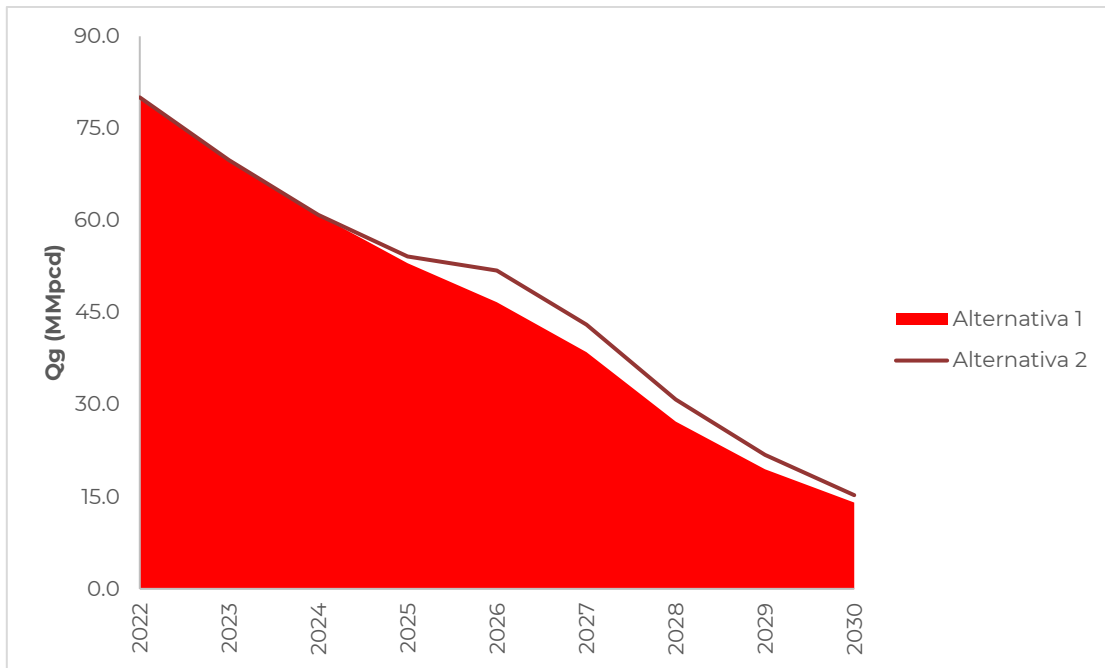


Figura 7. Pronóstico de producción de condensado de las Alternativas propuestas.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

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

La Tabla 8 presenta un comparativo de las actividades, inversiones y volumen de hidrocarburos por recuperar del Plan vigente y la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo.

Actividad	Unidades	Plan de Desarrollo Vigente (2018-2030)	Real (2018-oct/2022)	Plan de Desarrollo Modificado (nov/2022-2030)
Perforación	Número	67	26	40
Terminación		67	25	41
RMA		196	69	58
Taponamientos		263	40	224
Volumen de condensado a extraer	MMb	1.06	0.80	0.37
Volumen de gas a extraer	MMMpc	217.80	150.86	125.34
Inversiones	MMUSD	290.02	89.90	147.86

Tabla 8. Comparativa Plan vigente – avance – propuesta de modificación.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

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

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

f.1) Características geológico - estructurales

La cuenca de Burgos presenta un relleno sedimentario de edad Terciaria en arreglos transgresivos y regresivos progresivamente más jóvenes hacia el Este, que en conjunto constituyen un marco regresivo regional hacia el oriente, con predominio de ambientes deltaicos, costeros y marinos internos y medios.

El marco estructural está regido por una serie de fallas regionales de tipo normal con orientación preferencial norte – sur y con caída hacia el oriente.

Las formaciones productoras identificadas corresponden a Eoceno Wilcox, Eoceno Recklaw, Eoceno Queen City, Eoceno Cook Mountain, Eoceno Yegua, Eoceno Jackson, Oligoceno Vicksburg y Oligoceno Frio.

La columna sedimentaria de la Cuenca de Burgos abarca todo el Terciario y yace sobre rocas del Mesozoico, tal como se muestra en la Figura 8. El espesor máximo de sedimentos calculado en el depocentro de esta cuenca es de aproximadamente 10,000 metros y está compuesto

litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas siguiendo un patrón general progradante o regresivo.

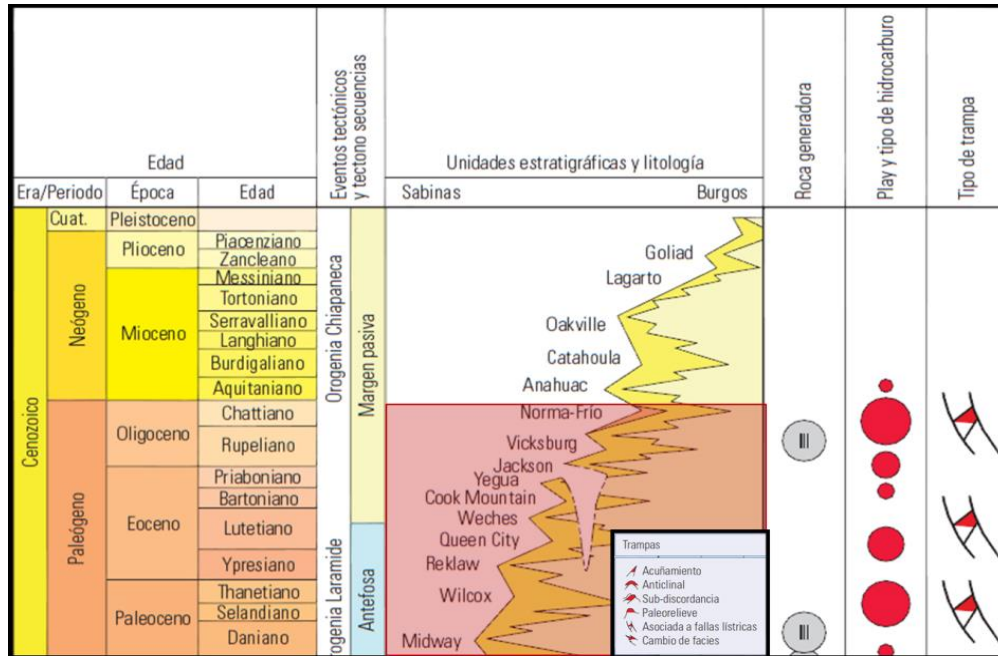


Figura 8. Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

f.2) Pronósticos de producción

En la Figura 9 y Figura 10, así como en la Tabla 9 y Tabla 10, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, el volumen de hidrocarburos real extraído y el pronóstico asociado a la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo.

Condensado	Plan vigente 2018-2030	Real 2018- oct/2022	MPDE nov/2022-2030
Volumen por recuperar (MMb)	1.07	0.80	0.37

Tabla 9. Comparación del volumen de condensado a recuperar.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

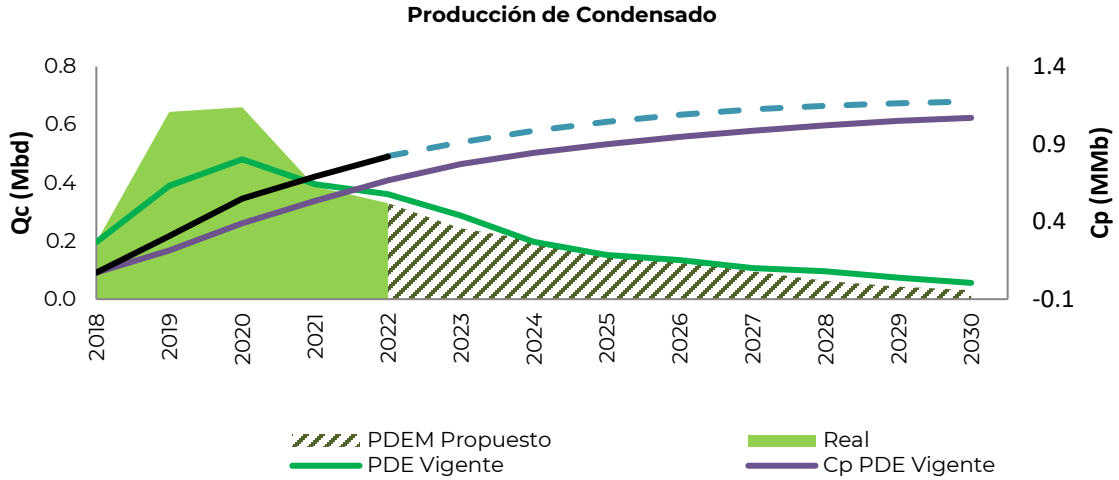


Figura 9. Pronóstico de producción de condensado del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Gas	Plan vigente 2018-2030	Real 2018- oct/2022	MPDE nov/2022-2030
Volumen por recuperar (MMMpc)	217.80	150.86	125.34

Tabla 10. Comparación del volumen de condensado a recuperar.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

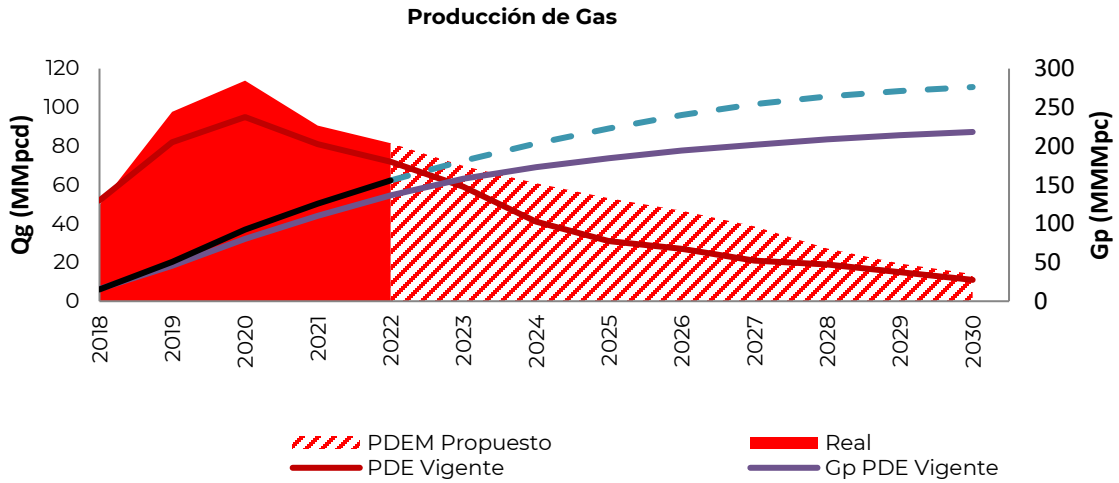


Figura 10. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

f.3) Actividad física a realizar

A continuación, en las Tablas 11 y 12 se presenta la actividad física que será realizada en la modificación al Plan de Desarrollo y el cronograma de perforación y terminación de Pozos planteados por el Operador.

Cronograma de actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Perforación de Pozos	-	7	7	9	10	7	-	-	-	40
Terminación de Pozos	1	7	7	9	10	7	-	-	-	41
RMA	2	13	9	21	3	4	1	4	1	58
Reparaciones menores	3	3	3	3	3	3	3	3	3	27
Construcción de instalaciones	2	6	3	2	-	-	-	-	-	13
Construcción de líneas de descarga	2	7	7	9	10	7	-	-	-	42
Abandono de Pozos	14	12	10	28	29	29	31	31	40	224

Tabla 11. Actividad física de la propuesta de la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

En la modificación al Plan de Desarrollo se considera la perforación de 40 Pozos, el principal cambio en la perforación de Pozos se basa en la cantidad de Pozos a desarrollar por Campo, los desvíos más importantes se darán en el Campo Arcabuz donde se plantea una mayor cantidad de Pozos a perforar y en el Campo Santa Anita en donde se considera una menor actividad de Pozos a desarrollar, esto derivado de los resultados obtenidos en las campañas de perforación.

Pozo	Tipo	Perforación		Terminación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
ARCABUZ-447	Desviado	-	-	2022-11	2022-11
TEPOZAN-4	Desviado	2023-02	2023-02	2023-03	2023-03
ARCABUZ-449	Desviado	2023-03	2023-03	2023-03	2023-04
ARCABUZ-658	Desviado	2023-03	2023-04	2023-04	2023-05
ARCABUZ-433	Desviado	2023-04	2023-05	2023-05	2023-06
ARCABUZ-439	Desviado	2023-05	2023-06	2023-06	2023-07
ARCABUZ-446	Desviado	2023-06	2023-07	2023-07	2023-08
TRAPICHE-57	Desviado	2023-07	2023-08	2023-08	2023-09
ARCABUZ-657	Desviado	2024-01	2024-01	2024-02	2024-02
ARCABUZ-434	Desviado	2024-02	2024-02	2024-03	2024-03
TEPOZAN-3	Desviado	2024-03	2024-03	2024-03	2024-04
ARCABUZ-444	Vertical	2024-03	2024-04	2024-04	2024-05
ARCABUZ-445	Vertical	2024-04	2024-05	2024-05	2024-06
ARCABUZ-659	Vertical	2024-05	2024-06	2024-06	2024-06
INTEGRAL-8	Vertical	2024-06	2024-07	2024-07	2024-07
ARCABUZ-643	Vertical	2025-01	2025-01	2025-02	2025-02
ARCABUZ-436	Vertical	2025-02	2025-02	2025-03	2025-03
ARCABUZ-443	Vertical	2025-03	2025-03	2025-04	2025-04
BOCAXA-13	Desviado	2025-04	2025-04	2025-04	2025-05
INTEGRAL-9	Vertical	2025-04	2025-05	2025-05	2025-05
TEPOZAN-6	Vertical	2025-05	2025-06	2025-06	2025-06
FORCADO-5	Vertical	2025-06	2025-07	2025-07	2025-07
TRAPICHE-59	Vertical	2025-07	2025-07	2025-08	2025-08
TEPOZAN-5	Vertical	2025-08	2025-08	2025-08	2025-09
ARCABUZ-453	Vertical	2026-01	2026-01	2026-02	2026-02

Pozo	Tipo	Perforación		Terminación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
TEPOZAN-7	Vertical	2026-02	2026-02	2026-03	2026-03
TEPOZAN-8	Vertical	2026-03	2026-03	2026-04	2026-04
INTEGRAL-10	Vertical	2026-04	2026-04	2026-05	2026-05
FORCADO-6	Desviado	2026-05	2026-05	2026-05	2026-06
ARCABUZ-442	Vertical	2026-05	2026-06	2026-06	2026-07
ARCABUZ-435	Vertical	2026-06	2026-07	2026-07	2026-08
TRAPICHE-17	Vertical	2026-07	2026-08	2026-08	2026-09
INTEGRAL-11	Vertical	2026-08	2026-09	2026-09	2026-09
FORCADO-7	Vertical	2026-09	2026-10	2026-10	2026-11
ARCABUZ-452	Vertical	2026-01	2026-01	2026-02	2026-02
ARCABUZ-437	Vertical	2026-02	2026-03	2026-03	2026-03
GEMINIS-1013	Desviado	2026-03	2026-03	2026-03	2026-04
GEMINIS-1164	Desviado	2026-03	2026-04	2026-04	2026-05
GEMINIS-1015	Desviado	2026-04	2026-04	2026-05	2026-05
GEMINIS-1165	Desviado	2026-05	2026-05	2026-05	2026-06
GEMINIS-1016	Desviado	2026-05	2026-06	2026-06	2026-06

Tabla 12. Cronograma de perforación y terminación propuesto de la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

f.4) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa), fue documentado por el Operador conforme a los artículos 5, 6, 7 y 8 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, LTMRSM). 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 LTMRSM por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico. Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM 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.4.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Contratista manifiesta no tener registros sobre la existencia de algún proyecto de recuperación secundaria o mejorada en Campos análogos, por lo que, planteó un proyecto de Gas Cycling, a través de la construcción de una planta criogénica.

f.4.2) Resultados del Estudio de Campos análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada para el Yacimiento Cretácico Superior

De acuerdo con la geología y petrofísica, el Campo Misión es análogo a los Campos Cañón y Lomita, sin embargo, en ambos Campos no se cuenta con algún proyecto de recuperación

secundaria o mejorada, aunado a lo anterior, el Contratista revisó la literatura disponible y determinó que no se encuentran otros Campos análogos en donde se haya aplicado Recuperación Secundaria o Mejorada.

f.4.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El Contratista menciona que llevó a cabo el análisis económico para el proceso de inyección de gas a aplicar en el Campo Misión.

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación se muestran en la Tabla 13.

Indicadores Económicos de Pozo									
Flujo de Caja									
	Mes 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Total
Inyección de Gas (MMpc)	-	-109	-109	-109	-109	-55	-	-	- 492.64
Producción Incremental Condensado (Bbl)	-	765	760	820	567	374	-	-	3,286.21
Menores ingresos por Gas Cycled (MUS\$)	-	-465	-439	-425	-416	-213	-	-	- 1,957.31
Ingresos por Incremental Condensado (MUS\$)	-	55	55	59	40	27	-	-	236.13
Δ Ingresos Totales (MUS\$)	-	-409	-384	-366	-375	-186	-	-	(1,721.18)
Inversión Total (MUS\$)	-5,259	-	-	-	-	-	-	-	- 5,258.77
Costos O&M (MUS\$)	-	-196	-235	-235	-235	-103	-	-	- 1,002.45
Otros Costos * (MUS\$)	1,841	206	212	205	209	-373	-	-	2,298.80
Costos Totales (MUS\$)	-3,418	10	-23	-29	-26	-476	-	-	- 3,962.41
Flujo de Caja (MUS\$)	-3,418	-399	-407	-395	-401	-662	-	-	- 5,683.60

* Otros Costos: % de Regalías, Recuperación de Costos, Contraprestación superficial

Indicadores Financieros		
Precio Venta Gas (US\$/Mpc)		3.97
Precio Venta Oil (US\$/Bbl)		71.84
Recuperación Oil (Mbls)		3.29
Inversión Inicial (MUS\$)		5,259
Repago (Meses)		0
Margen de Obra (MUS\$)		-5,531
VAN @ 15% (MUS\$)		-5,032
VAN @ 20% (MUS\$)		-4,851
TIR (%)		0%
Abandono (MUS\$)		472.00

Tabla 13. Indicadores económicos y flujo de caja del proyecto.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Con base en los análisis realizados y a los estudios de factibilidad económica no resulta viable la aplicación de un proyecto de Recuperación Mejorada de gas Cycling para el Campo Misión.

f.4.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

El proyecto consiste en reemplazar el actual esquema de separación por una planta criogénica que trabaje a -30°C con la finalidad de maximizar la recuperación de líquidos y reinyectar el gas metano producido.

A continuación, se describen los 5 escenarios que se realizaron:

- ☐ **Escenario 1:** “Continuidad de operaciones”, se continúa con la producción del pozo con el esquema de separación actual por 20 años.
- ☐ **Escenario 2:** se simula una continuidad de operaciones por 1 año y luego se simula gas Cycling + planta criogénica por 19 años. El 100% del gas es reinyectado y la distancia entre el productor y el inyector es de 150m.
- ☐ **Escenario 3:** ídem escenario 1 pero con distanciamiento de 250m.
- ☐ **Escenario 4:** ídem escenario 1 pero con distanciamiento de 375m.
- ☐ **Escenario 5:** ídem escenario 1 pero con distanciamiento de 500m.

Los resultados con las recuperaciones incrementales se muestran en la Tabla 14.

Escenario	Recuperación Incremental (KSTB)	Recuperación Incremental (%)
Gas Cycling + CRYO (Dist. 125m)	5.1	3.48
Gas Cycling + CRYO (Dist. 250m)	6.7	4.59
Gas Cycling + CRYO (Dist. 375m)	7.1	4.88
Gas Cycling + CRYO (Dist. 500m)	6.9	4.69

Tabla 14. Recuperación incremental esperada.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Con la finalidad de maximizar la rentabilidad del proyecto se optó por perforar un sólo pozo desde la localización del MIS-90 para reinyectar hacia los Pozos MIS-84, MIS-85 y MIS-89 que se encuentran activos.

Sin embargo, debido a la baja recuperación incremental esperada se concluye que el proyecto no es rentable.

f.4.5) 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 realizado por el Contratista, se determinó que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en el Campo Misión es el gas Cycling. Con base en ese proceso, se llevó a cabo el estudio de factibilidad técnica y económica, del cual se concluyó que dada la baja recuperación incremental esperada no se justificaría la construcción de una planta criogénica ni la perforación de un pozo inyector, por lo que, **el proceso de gas Cycling en el Campo no es económicamente viable.**

Por lo anterior, se concluye que no es viable técnica y económicamente, con la información actual con la que cuenta el Contratista, la implementación de un Proceso de Recuperación Secundaria o Mejorada en el Área Contractual.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Contratista deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los LTMRSM.

g) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

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 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), se realizó el análisis y la evaluación técnica de la estrategia presentada por el Contratista para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Área Contractual Misión con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Contratista realizó la siguiente propuesta:

De la infraestructura instalada y los trabajos ejecutados durante la etapa 1, aprobada mediante la Resolución CNH.E.04.003/19 del 24 de enero de 2019 aplicados a los Sistemas de Medición con el fin de obtener mejoras, el Contratista proponía inicialmente, en la presente Modificación, para la continuidad de la implementación de los Mecanismos de Medición

durante la etapa 2, utilizar infraestructura en conjunto con otro Operador Petrolero, incluyendo procedimientos para la determinación de los volúmenes y Calidad, construcción de infraestructura modular de acondicionamiento de los hidrocarburos a producir, la entrega de dichos hidrocarburos para su tratamiento y posterior medición, entre otras actividades. Visualizó y estimó un escenario técnico-económico que requería una inversión económica sustancial, que servirían para la construcción de infraestructura para asegurar los parámetros de Calidad y la incertidumbre de la medición, los cuales se mantendrían dentro de los rangos establecidos por la Normatividad vigente, por lo que no existirían ajustes en su volumen mensualmente, ya que el Operador se encuentra en incumplimiento de los parámetros de Calidad los cuales, a su vez, tienen un impacto en la incertidumbre de la medición de los hidrocarburos producidos.

Derivado de lo anterior y con el fin de dar cumplimiento a lo previsto en el Contrato y Normatividad Aplicable, el Contratista propone una reestructura de sus etapas previamente aprobadas (etapa 1 y etapa 2), en las que, para la etapa 1 se efectuaron mejoras a los Sistemas de Medición de los Puntos de Medición provisional, con el fin de reducir la incertidumbre tanto para gas como condensado, culminando el 24 enero de 2023, para la etapa 2, se considera continuar operando los Puntos de Medición provisional por un periodo de 12 meses a partir del 25 de enero de 2023, periodo durante el cual se analizarán alternativas que propicien la maximización del valor de los hidrocarburos extraídos, así como su manejo, venta y cumplimiento técnico y regulatorio. Para la etapa 3, a iniciar el 25 de enero de 2024, se comenzaría con la implementación de los Puntos de Medición siguiendo la mejor alternativa que dé cumplimiento a los requerimientos de la regulación vigente en materia de medición de hidrocarburos acordados durante la segunda etapa.

Producción y Balance

En la presente modificación del Plan de Desarrollo, el Contratista manifiesta como premisa general, la implementación de la etapa 2 con la continuidad de la medición de los hidrocarburos bajo los Puntos de Medición provisional, aprobados en la Resolución CNH.E.04.003/19 durante 12 meses, derivado que se evaluará la mejor alternativa que propicie la maximización del valor de los hidrocarburos extraídos, su manejo y venta, ya que actualmente no se cuenta con el cumplimiento de los parámetros de calidad en todas las mediciones de transferencia. Durante los 12 meses de la etapa 2, el Contratista analizará dichas alternativas para su posterior presentación y solicitud de aprobación e implementación en una etapa 3. Por lo anterior, el procedimiento de Balance volumétrico presentado por el Contratista se considera consistente y aplicable para la etapa 2 del Área Contractual.

El Contratista manifiesta que durante la etapa 2, se determinará el volumen y calidad de los Hidrocarburos, a través de los 12 Puntos de Medición provisional de gas (derivado de la baja permanente de los Puntos de Medición provisional D-874 y D-875 por estrategias operativas realizadas en la ERG Cali-1) y 2 Puntos de Medición provisional para condensado.

Asimismo, en caso de presentar alguna falla en los instrumentos de medición y/o emergencia que presente una afectación en la medición, el Contratista manifiesta que se considera utilizar el promedio de las últimas 4 o 5 mediciones previas a la salida de operación del instrumento con el objetivo de tener un comportamiento más preciso y considerar las condiciones operativas del mismo día de la eventualidad.

h) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La producción del Área Misión proviene de varios Campos del Activo de Burgos. En esta modificación al Plan de Desarrollo, la producción de los Pozos se podrá medir en los 12 puntos de medición provisional para el gas y los 2 puntos de medición provisional para el condensado; enlistados a continuación:

Punto de Entrega de Gas Natural	Intervalo de Presión de entrega	
	Min (Kg/cm ²)	Max (Kg/cm ²)
1.- Entronque Quitrín (D-845)	26	38
2.-Arcabuz Norte 1 (D-618)	28	38
3.-Arcabuz Norte 1 (D-881)	31	35
4.-Arcabuz Norte 1 (D-882)	32	35
5.- Santa Anita 1 (D-584)	7	13
6.- Santa Anita 1 (D-338)	6	13
7.- Misión 1A (D-D115)	50	59
8.- Misión 2 (D-644)	1	9
9.-Cali 1 (D-873)	55	57
10.-Santa Anita 2 (D-659)	56	62
11.-Santa Anita 2 (D-876)	56	62
12.-Santa Anita 2 (D-877)	57	62

Tabla 15. Puntos de medición provisional para el gas.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Punto de Entrega de Condensado	Condensados Bombeo referencial máximo diario (bbl)	Presión Bombeo Min (psi)	Presión Bombeo Max (psi)
1.-Cali 1	90	110	270
2.-Misión 2	200	120	280

Tabla 16. Puntos de medición provisional para el condensado.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

En lo que respecta a la calidad esperada del gas y condensado a ser comercializado, se espera que se encuentre dentro de los parámetros siguientes:

Gas húmedo dulce:		
Parámetro	Valor	Unidad
Contenido de H ₂ S	6.0 Máximo	mg/m ³
Contenido de CO ₂	3.0 Máximo	% Vol
Material sólido, polvos y gomas	Técnicamente libre	N/A

Gas húmedo amargo:		
Parámetro	Valor	Unidad
Contenido de H ₂ S	2.5 Máximo	% mol
Nitrógeno	12.0 Máximo	% mol
Contenido de CO ₂	3.2 Máximo	% mol
Material sólido, polvos y gomas	Técnicamente libre	N/A
Condensado:		
Parámetro	Valor	Unidad
Gravedad específica a 60°F	0.7642-0.9150	Adimensional
API @60°F	23.14-52.94	°API
Temperatura inicial de ebullición		°C
Temperatura final de ebullición		%mol
Agua y Sedimentos	0.01-0.075	%v/V
Azufre (%vol)	0.001-0-220	N/A

Tabla 17. Parámetros teóricos de calidad del gas y condensado.
(Fuente: Comisión).

Respecto de la ubicación de los puntos de venta del gas y condensado producido será en el Central de Medición KM19.

Por otra parte, los mecanismos para el precio de venta del gas se basan en un precio de venta (precio al cual Pemex Exploración y Producción vende en la salida del KM 19), el cual se le resta el costo del gas (tarifa fija de 0.55 [usd/Mpc]) y de igual forma se le resta un margen comercial. En el caso del precio de venta del condensado se basan en un precio de venta (precio al cual Pemex Exploración y Producción vende en la salida del KM 19), el cual se le resta el costo del condensado (tarifa fija de 0.3.66 [usd/barril]) y de igual forma se le resta un margen comercial.

Por último, se señala que no se visualiza la construcción de instalaciones de comercialización adicionales a las utilizadas para el manejo y transporte de los hidrocarburos del punto de medición al destino final donde se entregarán al Comprador respectivo.

De los Procedimientos de Entrega-Recepción

Para el caso del Procedimiento entrega recepción, se advierte que el documento propuesto por el Operador identifica las gestiones que deben llevarse a cabo entre el Operador y su comprador, más no establecen aquellas que deban atenderse entre el Operador y el Estado, a través del Comercializador del Estado.

Por tanto, para mantener una continuidad operativa en las actividades que hoy en día se desarrollan, ese Operador deberá apegarse a los instrumentos que haya suscrito con el Comercializador del Estado. Lo anterior al objeto de garantizar la entrega de los Hidrocarburos que al Estado le corresponden.

Aunado a lo anterior, se establecen las siguientes obligaciones al respecto:

- ☒ Que deberá presentar, a más tardar a los 5 (cinco) Días hábiles posteriores a la notificación del presente, el actual acuerdo operativo suscrito con el Comercializador del Estado donde se deberá establecer de manera enunciativa, mas no limitativa, lo siguiente:
 - o Nominaciones,
 - o Condiciones y puntos de entrega de los Hidrocarburos,
 - o Programas de mantenimiento,
 - o Mecanismos de verificación de volumen y calidad de los Hidrocarburos entregados,
 - o Determinación de responsabilidades,
 - o Procedimientos para la resolución de conflictos.

- ☒ Que deberá mantener la filosofía de operación actual garantizando que los Hidrocarburos que corresponden al Estado sean entregados al Comercializador en tiempo y forma, en los Puntos de Medición provisional aprobados por esta Comisión y en condiciones para su comercialización.

- ☒ Previo a la finalización del periodo de doce meses previstos entre el 25 de enero de 2023 y el 25 de enero de 2024 manteniendo la operación actual de los Sistemas de Medición a los que hace referencia el apartado de Mecanismos de medición, se deberá contar con la aprobación de la modificación de los procedimientos de entrega recepción aplicables a los Puntos de Medición. Dicho procedimiento de entrega deberá realizarse para dar cumplimiento a la obligación contractual, la cual debe plantear la entrega del Operador al Estado, por la porción de los Hidrocarburos que al Estado le corresponden como pago en especie de las Contraprestaciones.

Obligaciones del Contratista:

1. 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 – 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 y Puntos de Medición provisional propuestos por el Contratista 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. Se deberá de presentar previo al inicio de la etapa 3 (25 de enero de 2024), la aprobación de la propuesta de los Puntos de Medición, donde se propicie la maximización del valor de los Hidrocarburos extraídos, su manejo y venta del Área Contractual.
6. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos deberá de estar acompañado por los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, tickets de medición, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, así mismo, en caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la Comisión en los formatos correspondientes.
7. El reporte de balance deberá de estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, así como los documentos necesarios para corroborar la correcta aplicación del balance del Área Contractual.
8. Se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno, con el registro de eventos sobre las variaciones y afectaciones del volumen producido.
9. La información de producción y balance deberán de presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
10. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con la Implementación de 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 del Área Contractual, 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.

i) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

El ámbito de aplicación de las Disposiciones Técnicas es de observancia general y de carácter obligatorio para los Operadores Petroleros que realicen actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la producción de Gas Natural Asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no asociado, las Disposiciones Técnicas no son aplicables de conformidad con el artículo 2 de dicho ordenamiento; sin embargo, en la Tabla 15, se presentan los porcentajes de aprovechamiento de gas presentados por el Contratista, y mantendrá de manera sostenida una meta de aprovechamiento del 100% hasta el límite económico, a través de la transferencia y el autoconsumo.

Aprovechamiento de gas natural	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gas natural producido	80.05	69.84	60.91	53.06	46.70	38.53	27.26	19.45	14.04
Autoconsumo	1.29	1.27	1.10	1.08	1.06	1.03	1.00	0.85	0.78
Sistemas artificiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación de energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	78.76	68.57	59.81	51.98	45.64	37.50	26.26	18.60	13.26
Porcentaje	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 18. Meta de aprovechamiento del gas para el Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

En términos de la Cláusula 16.1 Hidrocarburos de Autoconsumo del Contrato, el Contratista podrá utilizar como parte del programa de aprovechamiento el autoconsumo de hasta 1.29 MMpcd como gas combustible para la operación de diversos equipos.

j) Evaluación Económica

j.1) Desglose del Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones correspondiente a la solicitud de modificación al PDE presentada por el Operador, prevé costos totales de \$321.45 millones de dólares, para el período 2022 a 2030, de los cuales:

- \$173.58 millones de dólares (54% del total) corresponden a gastos de operación, y
- \$147.86 millones de dólares (46% del total) corresponden a inversión.

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la modificación al PDE, desglosado por “Actividad” y “Sub-Actividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*.

Los \$321.45 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al PDE, se distribuyen en las siguientes Actividades Petroleras: Desarrollo (46%); Producción (44%), y Abandono (10%).

Actividad	Sub-Actividad	Total
		(MM US\$)
Desarrollo	Geofísica	\$0.09
	Perforación de Pozos	\$115.84
	Intervención de Pozos	\$23.24
	Construcción Instalaciones	\$7.75
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.95
Producción	General	\$46.31
	Pruebas de Producción	\$2.51
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.43

Actividad	Sub-Actividad	Total
		(MM US\$)
	Intervención de Pozos	\$17.93
	Operación de Instalaciones de Producción	\$68.52
	Ductos	\$2.64
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.96
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$33.29
Total general		\$321.45

Tabla 19. Desglose del Programa de Inversiones.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

j.2) Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la MPDE es consistente con las actividades físicas propuestas a desarrollar. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

j.3) Rangos de referencia

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa de Inversiones, relativo al Contrato, la Comisión consultó fuentes de información correspondientes a otros proyectos dictaminados por la propia Comisión.

Con base en el análisis realizado, se observa que los costos incluidos, se encuentran dentro de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. A continuación, se presenta el resultado del análisis comparativo por cada Sub-Actividad:

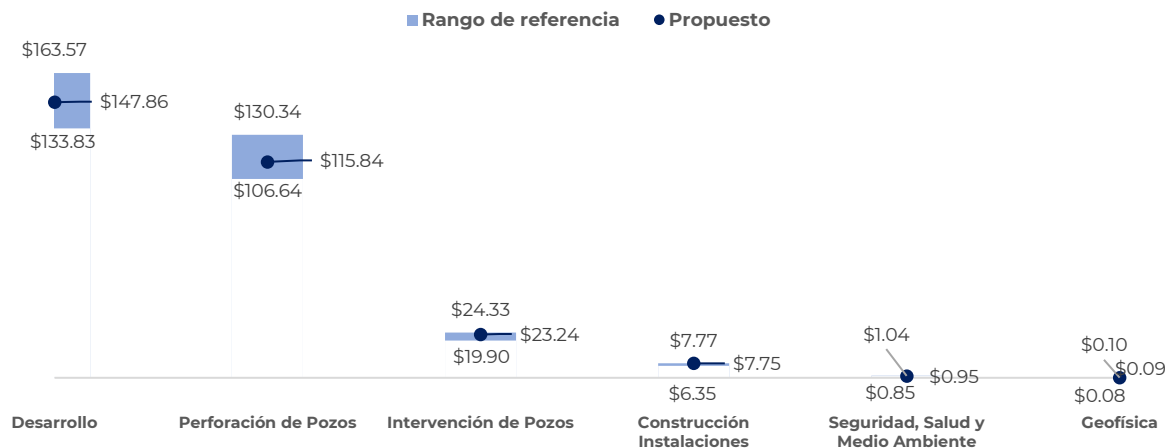


Figura 11. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Desarrollo – mmusd.

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión).

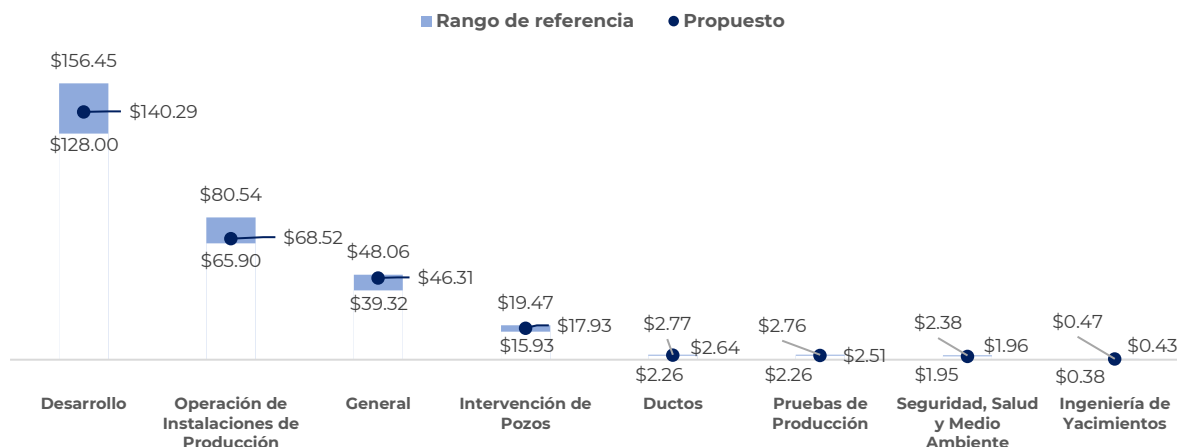


Figura 12. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Producción – mmusd.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión).

j.3) Evaluación Económica del proyecto de desarrollo

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:

Precio del aceite:

No aplica, debido a que no hay producción de aceite en el proyecto.

Precio del gas:

En el archivo de evaluación económica (Tabla II.29. Evaluación Económica Caso Base) el Operador presenta el perfil de precio del gas a producir y vender, que tiene un valor promedio ponderado de \$4.40 US\$/Mpc.

De acuerdo con la metodología publicada en el reporte anual de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, Metodología de la SCHP), el precio del gas dadas las características de éste, reportadas por el operador, es de \$6.45 US\$/Mpc¹. Para el ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que, es un dato más conservador.

¹ Calculado de conformidad con lo dispuesto para la determinación del precio del gas publicado el 14 de enero de 2022 en el *Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de los valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2022 disponible en el sitio web https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692766/Reporte_anual_2022.pdf*; y considerando el valor

Precio del condensado:

En el archivo de evaluación económica (Tabla II.29. Evaluación Económica Caso Base) el Operador presenta el perfil de precio del condensado a producir, que en promedio resulta en \$71.84 US\$/b.

De acuerdo con la Metodología de la SCHP, el precio del condensado dadas las características de éste, reportadas por el Operador, es de \$76.37 US\$/b². Para el ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que, es un dato más conservador.

Tipo de cambio:

El Operador considera para el tipo de cambio un valor de \$21 pesos/US\$.

El valor del tipo de cambio estimado para el cierre de 2022 en los Criterios Generales de Política Económica³ es de \$20.4 pesos por dólar. Para el ejercicio de evaluación se considera este valor como premisa.

Premisas	Valor	Unidades
Volumen de producción de gas ^a	125.35	Miles de millones de pies cúbicos
Volumen de gas para venta ^a	123.34	Miles de millones de pies cúbicos
Producción de condensados ^a	0.37	millones de barriles
Precio del gas ^b	4.40	dólares por millar de pie cúbico
Precio del condensados ^b	71.84	dólares por barril
Tasa de descuento	10.0	%
Tipo de cambio	20.4	pesos / dólar

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

Notas:

a. Producción desde noviembre de 2022 hasta 2030.

b. Promedio ponderado de las premisas presentadas por el operador de 2022 a 2030.

Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos para el proyecto:

promedio para el Índice de Referencia Nacional de Precios del Gas Natural al Mayoreo en el periodo de noviembre de 2021 a octubre de 2022, publicado por la Comisión Reguladora de Energía (<https://www.cre.gob.mx/IPGN/>), \$6.26 US\$/MMbtu (\$6.45 US\$/Mpc).

² Calculado de conformidad con la fórmula para la determinación del precio del petróleo publicada el 14 de enero de 2022 en el *Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de los valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2022* disponible en el sitio web https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692766/Reporte_anual_2022.pdf, y considerando el valor promedio para el crudo marcador de referencia Brent en el periodo de noviembre de 2021 a octubre de 2022, consultado en *The U.S. Energy Information Administration*, \$98.17 US\$/b.

³ *Criterios Generales de política económica para la iniciativa de ley de ingresos y el proyecto de presupuesto de egresos de la federación correspondientes al ejercicio fiscal 2022*, publicado por la SHCP.

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Contraprestaciones e ISR ^a
VPN (MM US\$)	\$216.34	\$52.65
VPI (MM US\$)	\$113.28	
VPN/VPI (US\$/US\$)	1.91	0.46

Tabla 21. Resultados de la evaluación económica.

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

- a. Considera el pago de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, de las Regalías, de la Utilidad Operativa a favor del Estado, del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), y del Impuesto Sobre la Renta (ISR).

Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación al PDE permitirá al Operador la realización de las Actividades Petroleras de Desarrollo, Producción y Abandono, de forma oportuna y segura, y bajo condiciones económicamente viables, atendiendo la normativa vigente en la materia.

Aunado a lo anterior, el proyecto supone un flujo de recursos positivo para el Estado, por concepto de Contraprestaciones a favor del Estado e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto, del 2022 al 2030.

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la MPDE, a continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 incisos a), b), 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	$DAG = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \times 100\%$	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	$DRMA = \frac{RMA_{real}}{RMA_{plan}} \times 100\%$	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 22. Indicadores clave de desempeño.
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en el Área Contractual, 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 MPDE.

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

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación de Pozos	40		
Terminación de Pozos	41		

RMA	58		
RME	27		
LDD	42		
Instalaciones	13		

Tabla 23. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución de la modificación al PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 24.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Programa de erogaciones	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	Geofísica	\$0.09		
	Perforación de Pozos	\$115.84		
	Intervención de Pozos	\$23.24		
	Construcción Instalaciones	\$7.75		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.95		
Producción	General	\$46.31		
	Pruebas de Producción	\$2.51		
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.43		
	Intervención de Pozos	\$17.93		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$68.52		
	Ductos	\$2.64		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.96		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$33.29		
Total general		\$321.45		

Tabla 24. Programa de inversiones por Sub-actividad.
(Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 25.

Hidrocarburo	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Volumen a recuperar
Producción de condensado programada (mbd)	0.28	0.24	0.20	0.16	0.13	0.10	0.06	0.04	0.03	0.37
Producción de aceite real (mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (mmpcd)	80.05	69.84	60.91	53.06	46.70	38.53	27.26	19.45	14.04	125.34
Producción de gas real (mmpcd)										
Porcentaje de desviación										

Tabla 25. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión).

*2022: promedio de producción noviembre – diciembre.

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

El Contratista 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 250.1624/2022 de 09 de diciembre de 2022, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0199/2018 de fecha 2 de marzo de 2018 la Agencia resolvió como Autorizado el Sistema de Administración de la Empresa Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., a implementar en el proyecto denominado Área Contractual Misión.

El 14 de noviembre de 2017, la Agencia asignó la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-SEM17298C al Operador e hizo entrega de la Constancia de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica

Mediante oficio 250.1626/2022 del 09 de diciembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) emitir opinión respecto del Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

De igual forma, por oficio 250.1623/2022 del 09 de diciembre de 2022, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrán por aprobados y formarán parte de la modificación al 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 y Transferencia Tecnológica.

En este sentido, 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 de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

IX. Cumplimiento Contractual

Con la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Operador respecto de las siguientes Cláusulas:

Cláusula o Anexo del Contrato	Cumple con el contenido del Contrato.
6.4 Actualización de Plan de Desarrollo	Si
19.1 Requerimientos del Programa	Si
20.3 Contenido Nacional	Si
20.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica	Si
Anexo 1 Coordinadas y especificaciones del Área Contractual	Si
Anexo 11 Inventario de Activos	Si

Se le recuerda al Contratista que deberá cumplir con las obligaciones relacionadas con el Fideicomiso de Abandono, para lo cual deberá apegarse a lo estipulado en las Cláusulas 19.3 y 19.4 del Contrato enfatizando que el presente Dictamen Técnico no representa un pronunciamiento respecto de dicha obligación.

X. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la MPDE presentada por el Operador de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV y VI de la LORCME, artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 fracciones I, III y segundo párrafo de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la modificación al Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y es congruente con las obligaciones establecidas en el mismo.

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

Con la toma de información como son las pruebas de presión, aforos, muestreo de fluidos, actualización de los modelos estáticos o dinámicos y el monitoreo de variables operativas de Pozos, así como el reprocesamiento sísmico 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 de 40 perforaciones, 58 RMA y 27 RME propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, pretende recuperar al límite económico de la Asignación 0.37 MMb de condensado y 125.34 MMMpc de gas, con un factor de recuperación final de 67.76% para el gas.

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 del Área Contractual 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. Por lo tanto, hasta el límite económico del Área Contractual se planean ejecutar 27 RME

para continuar con el mantenimiento de la producción base, así como 40 perforaciones y 58 RMA como actividad incremental.

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 Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por éste, en los ámbitos de infraestructura, perforación y terminación de Pozos, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, por lo tanto, se consideran las más adecuadas para la exploración y extracción de los hidrocarburos contenidos dentro de los campos del Área Contractual.

f) *El programa de aprovechamiento del gas natural*

Sobre el particular se advierte que, dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no asociado, las Disposiciones Técnicas no son aplicables de conformidad con el artículo 2 de dicho ordenamiento; sin embargo, el Contratista mantendrá de manera sostenida una meta de aprovechamiento del 100% hasta el límite económico, a través de la transferencia y el autoconsumo.

g) *Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos*

El Contratista presentó como propuesta la continuidad de la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición provisional durante 12 meses más (etapa 1) a partir de la aprobación de dicha Modificación y la reestructura de sus etapas consideradas como etapa 1 y 2 a las cuales se agregaría una etapa 3 con el fin de dar cumplimiento de los parámetros de Calidad e incertidumbre en los Puntos de Medición provisional y Puntos de Medición a operar en su etapa 3 dichas etapas 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 continuidad de la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante la modificación del Plan de Desarrollo de Extracción asociado al Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018.

XI. Recomendaciones

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

- o Con la información adquirida de los nuevos pozos, se recomienda al Operador actualizar su modelo de balance y/o simulación y ajustar el volumen original y las reservas.
- o Realizar estudios para optimizar los equipos de Sistemas Artificiales de Producción que operan en el campo.

- o Considerar lecciones aprendidas en el comportamiento del avance del acuífero de los Bloques o campos que han sido explotados, esto con la finalidad del administrar el yacimiento de las zonas nuevas a desarrollar.
- o Continuar evaluando la implementación de tecnologías o métodos de recuperación factibles de aplicar en el campo.
- o Establecer una estrategia o programa de información continua para adquisición de datos de producción, yacimiento, operación de pozos, etc., para establecer procesos y definir la estrategia de explotación las zonas nuevas a desarrollar, la cual permita operar los pozos en condiciones óptimas, evitando el riesgo y la producción de agua.
- o El Operador deberá cumplir en tiempo y forma con los programas de perforación y terminación de los nuevos Pozos. Así mismo, deberá llevar a cabo las mejores prácticas de la industria para evaluar alternativas de desincorporación masiva de ductos e instalaciones, a fin de minimizar el costo y riesgo para mantener o mejorar la rentabilidad del proyecto.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan, asociado al Contrato, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Contrato, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan de Desarrollo Modificado permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, Fracción II de la Ley de Hidrocarburos, se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y es congruente con las obligaciones establecidas en el Contrato.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Operador 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 Contrato.

De esta manera, esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociado al Contrato CNH-M3-MISIÓN/2018 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 objeto condicionar el inicio de las actividades del presente Plan.

ELABORÓ

MTRA. ILSE KARELI MORENO BRAVO

Subdirectora de Área

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los colaboradores y 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, 38 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el DOF el 27 de junio de 2019 y modificado mediante los acuerdos publicados en el DOF el 25 de octubre de 2019, 6 de enero de 2021 y 6 de abril de 2022 para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación del Plan de Desarrollo del Área Contractual CNH-M3-MISIÓN/2018.

Mtra. Ilse Kareli Moreno Bravo
Subdirección De Indicadores De Eficiencia En Proyectos

ELABORÓ

Firma de Ilse Kareli Moreno Bravo

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 01:26:18 p. m.

Sello Digital:

WWNxgGs6HJRMwKw/7nmEDhIK9nGDPy1AWGelk71XY4OYzoKWPCDIJ6YES8WQEzk8FFzWsANxhSyCA2/sHFXPXF60Enes4JOUUn4KG9n/bnVEmqteizxbOeRw4eWHge
OQpsw8MYnRX/d1ilEArKlzu7SfgNK+Y0UFVvnhXvTmFRkj2FHohz4GWHxkWhGPMCNjA0b0znENJEQAlijvtj5PzMgqN9lpCeW6ngV5R6qxIkQpe3xJcXA/JWtrWAGStlx02h8
3MTlhqvQB6vYoaeHZI2wllISNVUnntfqi00QpuL5QDkYt1jafIDRtZqN1c7QK44f4L2OevcGrsgcJ6Eh95w==

"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: 16/12/2022 02:58:19 p. m.

Sello Digital:
M6g71WgGpk5H3Lrf16xMwXvjhhTYe1pEwkqevb5gvlizkTsnM1oRZEMAZDuqkfuTCWorgpMCGIjAyluNzN/YJFbeNAimn3h75rQ+Gk+E4FVvJ8vh5XQPXBQKObPosPjM0q
VOJdcl9QkUVZA1Biac7JHsFaFQml1MhFRIC7Q2yMWWfLOQNOIbdhZDdQxep3uQZaf3M8LH19LAaa87F/kqac3S1nwNTahs8F5aL4+tmqZQywyC1Ptc84TlJrrnehwYZEtwb
+boQc6MhAlQTfuE7ZB7l02inJfjSDCMRrmgis550ccprirBVzsn8dYhemzRnLqKRYLib1DiOvSyGa9Bg==

"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: 16/12/2022 03:25:36 p. m.

Sello Digital:
ID8E6jbRI6yEcRQWhRALigt8T6TpKtyuv+RCjBk5wks1hysondlB7xi0+qfkkKePi5fdMtKhSggNW+XOPChkpQmlUwWkpicUrDDA3vgFmlaUxjKc6dWGWwAjZTfcZvDLpXpAuW
+5044PYBoXGQPI3HM6h2JR058GY1ARSJq/yr6yv0c3663EYFDT4YYu0uYA7Sqb1b5Izu5KcXdj6iWqFeqn2bUyKIF9hnazNDBUplSLtoKxphjIN0oUBmQ57e9A2KMzKGFio+ifO
16sFObmtcRBkwhKYSCNPWISx1FqTA+OENTD1xi5eyrEqnT5kHWplneaq/VcFAZB2ONgF/nUA==

"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: 16/12/2022 03:25:36 p. m.
Sello Digital:
ID8E6jbRI6yEcRQWhRALigt8T6TpKtyuv+RCjBk5wks1hysondlB7xi0+qfkkKePi5fdMtKhSggNW+XOPChkpQmlUwWkpicUrDDA3vgFmlaUxjKc6dWGWwAjZTfcZvDLpXpAuW+5044PYBoXGQPI3HM6h2JR058GY
1ARSJq/yr6yv0c3663EYFDT4YYu0uYA7Sqb1b5Izu5KcXdj6iWqFeqn2bUyKIF9hnazNDBUplSLtoKxphjIN0oUBmQ57e9A2KMzKGFio+ifO16sFObmtcRBkwhKYSCNPWISx1FqTA+OENTD1xi5eyrEqnT5kHWplnea
q/VcFAZB2ONgF/nUA==